

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS»

УДК 621.643.43:624.042.62:004.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Полех Е. С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В. К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М. С.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК15).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК20, ПК21, ПК-22).

в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК26).
в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Полех Екатерине Сергеевне

Тема работы:

Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 г. № 59-82/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Объектом исследования является – термокомпенсационные блоки. Внешний диаметр трубопровода – 1010 мм, толщина стенки – 16 мм. Марка стали нефтепровода – К56. Длина исследуемого участка нефтепровода, оснащенного компенсатором – 500 м. Рабочее давление – 5МПа.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> - расчет параметров трубопровода, проверка прочности и устойчивости трубопровода, расчет компенсаторов и степени компенсации температурных удлинений; - моделирование компенсатора П-образного и трапецеидального типа в программном комплексе Autodesk Inventor;

	- анализ напряженно-деформированного состояния объектов в программной среде ANSYS;
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Рыжакина Т. Г.
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина М. С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
-------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков В. К.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Полех Екатерина Сергеевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Полех Екатерина Сергеевна

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИТ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Расчет показателей ресурсоэффективности. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Полех Екатерина Сергеевна		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Полех Екатерина Сергеевна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Термокомпенсационный блок трапецеидального типа, эксплуатируемый на линейной части магистрально трубопровода
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. – ГОСТ 22269-76. – ГОСТ Р 50923-96. – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– повышенный уровень шума и вибраций; – отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне; – недостаточная освещенность; – поражение электрическим током; – возникновение пожара или взрыва.
3. Экологическая безопасность: 3.1. Защита атмосферы 3.2. Защита гидросферы 3.3. Защита литосферы	– воздействие выбросов загрязняющих веществ на атмосферу; – влияние работ на этапах строительства и эксплуатации трубопровода на гидросферу, в особенности, на поверхностные воды; – загрязнение или нарушение литосферы вследствие разливов нефти и нефтепродуктов, а также при строительстве и монтаже линейной части МН, транспортировке людей или оборудования.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Природные ЧС (геологические, гидрологические, метеорологические и природные пожары) и техногенные ЧС (промышленные аварии, пожары и взрывы); – Наиболее вероятная ЧС, обусловленные разливами нефти и нефтепродуктов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
-------------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Полех Екатерина Сергеевна		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Состояние вопроса исследования</i>	10
	<i>Характеристика исследуемого объекта</i>	10
	<i>Основные расчеты толщины стенки, прочности и устойчивости трубопровода и компенсатора</i>	15
	<i>Моделирование и анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов на участке нефтепровода</i>	30
	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	<i>Заключение</i>	5
	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В. К.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа, 83 листа, 15 рисунков, 20 таблиц, 23 источников.

Ключевые слова: МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, НАДЗЕМНАЯ ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА, КОМПЕНСАТОР, НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В работе рассмотрены характеристики исследуемого объекта – термокомпенсационных блоков на участке нефтепровода «Заполярье-Пурпе».

Приведен расчет толщины стенки трубопровода, проверка его прочности и устойчивости, расчет компенсатора и его компенсирующей способности.

Выполнено моделирование компенсаторов различного типа в программном комплексе Autodesk Inventor. Проведен анализ напряженно-деформированного состояния конструкций в программной среде ANSYS.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS			
Разраб.		Полех Е.С.						
Рцковод.		Никильчиков В.К.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Консульт.								1
Рук-ль ООП		Брисник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		

Abstract

Final qualifying work, 83 pages, 15 figures, 20 tables, 23 sources.

Keyword: OIL TRUNK PIPELINES, ETERNALLY FROZEN GROUNDS, ABOVE-GROUND ROUTING, COMPENSATOR, STRESS-STRAIN STATE, SAFETY, ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS.

The paper describes the characteristics of the studied object - thermal compensation blocks on the section of the Zapolyarye-Purpe oil pipeline.

The calculation of the wall thickness of the pipeline, the verification of its strength and stability, the calculation of the compensator and its compensating ability.

Compensators of various types have been simulated in the Autodesk Inventor software package. The analysis of the stress-strain state of structures in the ANSYS program is carried out.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS</i>			
Разраб.		Полех Е.С.			<i>Abstract</i>	Лит.	Лист	Листов
Ручковод.		Никильчиков В.К.						1
Консульт.						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б</i>		
Рук-ль ООП		Брицник О.В.						

Оглавление

Реферат	9
Abstract.....	10
Оглавление	11
Введение	13
1. Общая часть.....	16
1.1. Общие сведения о линейной части исследуемого объекта.....	16
1.2. Природные особенности района работ	17
1.3. Характеристика климатических условий.....	19
2. Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов	20
2.1. Анализ выбора способа прокладки трубопровода	20
2.2. Характеристики, виды, особенности применения компенсаторов.....	22
2.3. Термокомпенсационные блоки на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе»	24
3. Расчетная часть.....	27
3.1. Расчет толщины стенки трубопровода.....	27
3.2. Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов	30
3.3. Расчет компенсаторов	32
3.4. Расчет компенсации температурных удлинений.....	33
4. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода	35
4.1. Моделирование компенсаторов различного типа	35
4.2. Оценка напряженного состояния конструкции в программном комплексе Ansys	36
4.3. Получение результатов анализа	37
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	43
5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	44
5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	44
5.1.2. Анализ конкурентных технических решений.....	45

					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Полех Е.С.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>		<i>Никильчиков В.К.</i>					1	2
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

5.1.3. SWOT-анализ.....	46
5.2. Планирование научно-исследовательских работ	51
5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	51
5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	52
5.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	53
5.2.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	57
5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	62
6. Социальная ответственность	66
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
6.2. Производственная безопасность	69
6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов	70
6.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего)	73
6.3. Экологическая безопасность	74
6.3.1. Защита атмосферы.....	74
6.3.2. Защита гидросферы.....	75
6.3.3. Защита литосферы.....	75
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
6.4.1. Анализ возможных ЧС	76
6.4.2. Наиболее вероятная ЧС.....	77
Выводы по разделу.....	78
Заключение	79
Список литературы	81

Введение

В настоящее время, проблема истощения существующих месторождений имеет большое значение для дальнейшей стратегии развития топливно-энергетического комплекса. Это способствует интенсивному освоению новых территорий, где содержатся необходимые запасы полезных ископаемых, в частности, нефти и газа. Огромная часть территории России расположена в районах вечной мерзлоты. Эти районы имеют большое значение для экономики нашего государства. Примером служат нефтяные месторождения Западной Сибири и Крайнего Севера, на территории которых добывается 70% российской нефти.

Для транспортировки углеводородов используется трубопровод, который считается наиболее экономически выгодным видом транспорта нефти. Прежде всего, этот способ характеризуется низкими операционными издержками и постоянностью поставок, независимо от климатических и геологических факторов.

Строительство линейной части трубопровода требует большого процента затрат от общего объема капиталовложений. В связи с этим, актуальным вопросом в настоящее время является обеспечение высокой надежности и безопасности трубопроводов в районах вечной мерзлоты. Качество выполнения работ, связанных с данным вопросом, обратно пропорционально риску возникновения аварий, которые влекут за собой огромный экономический и экологический ущерб.

Первоначально, решение данного вопроса должно начинаться на этапе проектирования нефтепровода. На участках многолетнемерзлых грунтов возникает необходимость выбора и анализа способов прокладки нефтепровода,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS</i>			
Разраб.		Полех Е.С.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Рцковод.		Никильчиков В.К.					1	3
Консульт.						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б</i>		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.						

выделение преимуществ и недостатков, и последующие выявление наиболее эффективной конструкции.

При прокладке нефтепровода подземным способом возникают факторы, резко понижающие его эксплуатационную надежность. Вокруг трубопровода происходит оттаивание мерзлоты, которое может вызвать обводнение грунтов и способствует интенсивному развитию эрозионных и суффозионных процессов. Эти факторы могут привести к деформации трубопровода. Поэтому в большинстве случаев, подземный способ прокладки «горячего» нефтепровода нецелесообразен на участках многолетнемерзлых грунтов.

Альтернативным вариантом является применение надземного способа прокладки нефтепровода. Этот способ позволяет снизить влияние геокриологических условий при строительстве и эксплуатации.

Для увеличения уровня эксплуатационной надежности необходимо также учесть такие процессы, как температурные изменения транспортируемого продукта и окружающей среды. Эти процессы приводят к температурным деформациям трубопровода. При удлинении надземного участка возникает давление на опоры, которое способно сдвинуть их с места или разрушить, тем самым, снизить устойчивость трубопровода и надежность его конструкции.

Для защиты от нагрузок, которые возникают из-за температурного изменения существует компенсация участков трубопровода. Она представляет собой способность трубопровода деформироваться без перенапряжений материала соединительных труб. Другими словами, участок трубопровода, оснащенный самокомпенсацией либо компенсационными устройствами специальной конструкции, может свободно удлиняться при повышении температуры и укорачиваться при её снижении.

Применение данных технологий значительно снижает риск аварийных ситуации в следствии температурных изменений, которые оказывают влияние на надземный трубопровод, проложенный на многолетнемерзлых грунтах.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

Целью работы является повышение эксплуатационной надежности нефтепровода на этапе проектирования.

Задачи, которые необходимо выполнить:

- Сбор и анализ информации из различных источников;
- Анализ выбора способа прокладки трубопровода;
- Провести расчет характеристик трубопровода;
- Осуществить выбор конструктивных параметров компенсаторов различного типа;
- Выявить оптимальные параметры, используя инженерный анализ в CAD/CAE системах Autodesk Inventor и Ansys;
- Провести анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов на примере реального объекта — трасса нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе»;
- Получить экспериментальные данные и выполнить подведение итогов работы

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

1. Общая часть

1.1. Общие сведения о линейной части исследуемого объекта

Для подключения к магистральной сети нефтепроводов новых месторождений севера Красноярская края и Ямало-Ненецкого автономного округа была проложена самая северная нефтяная магистраль России – «Заполярье – Пурпе». Объект является частью нефтепровода «Заполярье — Пурпе — Самотлор», который обеспечивает присоединение к трубопроводной системе «Восточная Сибирь — Тихий океан» [1].

Трасса исследуемого объекта проходит по территории Тюменской области в направлении с севера на юг. Самая северная точка нефтепровода – головная нефтеперекачивающая станция №1 «Заполярье». Она оснащена резервуарным парком с восьмью резервуарами для хранения нефти. Объем резервуаров - 20 тыс. куб. м каждый. Южная точка - линейная производственно-диспетчерская станция «Пур-Пе». Для полного заполнения линейной части нефтепровода была возведена промежуточная нефтеперекачивающая станция №2 «Ямал». Нефтепровод имеет участки с подводными переходами, т.к. трасса пролегает через несколько водных преград, в числе которых две северные реки – Пур и Таз. Также, на линейной части есть 8 пунктов подогрева нефти. Аппарат управления данного участка магистрального нефтепровода расположен в городе Новый Уренгой.

					Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полех Е.С.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никльчиков В.К.					1	4
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брцник О.В.				Группа 256Б		

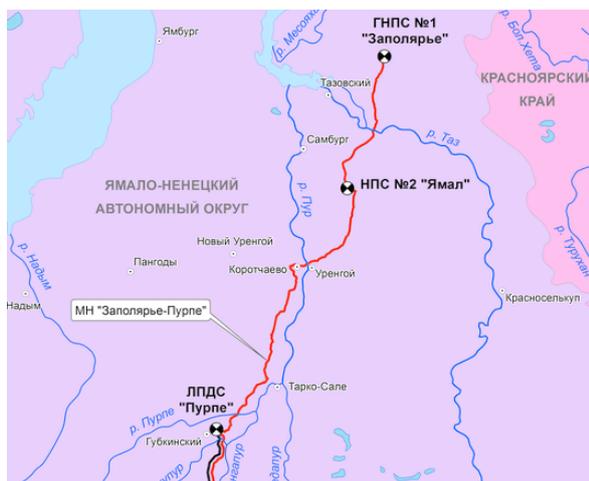


Рисунок 1 – Трасса нефтепровода «Заполярье-Пурпе» на карте

В связи с тяжелыми климатическими и географическими условиями основной объем работ был выполнен в зимний период. Строительство трассы осуществлялось поэтапно: выделяют первую, вторую и третью очередь нефтепровода. Суммарная длина линейной части составляет 488 км. Пропускная способность нефтепровода до 45 млн. тонн нефти. Ресурсный потенциал месторождений – 2 млрд. тонн нефти. Среди подключаемых к нефтепроводу месторождений: Уренгойские, Сузунское, Тагульское, Русское, Мессояхское, Пякяхинское и другие месторождения.

1.2. Природные особенности района работ

Работы по строительству и монтажу нефтепровода «Заполярье-Пурпе» проходили в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Площадь данного района составляет 108 тыс. км². По его территории протекает река Пур, в честь которой район получил свое название. На Ямале это одна из основных рек, которая простирается на более 390 км, а максимальная глубина реки достигает 6 метров. Наиболее сложные операции по прокладке исследуемого нефтепровода связаны именно с проектированием и строительством подводных переходов, особенно, через реку Пур.

Другой крупнейшей рекой на пути нефтепровода стала река Таз, которая впадает в Тазовскую губу Карского моря. Во время половодья река разливается на ширину до 28 км.

					Общая часть	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На территории Крайнего Севера находятся несколько особо охраняемых природных зон. В связи с этим, при проектировании трассы было необходимо уделить особое внимание экологической безопасности проекта. Тем самым, свести к минимуму, пересечения трассы и охраняемых природных зон.

Особенностью данного района считается цветение растения ягель. При его повреждении, необходимое время восстановления растения – 60 лет. Цветение длится с мая по сентябрь. Поэтому основная часть строительного-монтажных работ проводилась только зимой.



Рисунок 2 – Нефтепровод «Заполярье-Пурпе»

Крайний Север богат количеством зверей, числящихся в Красной книге. К ним относятся, северные олени, ценные породы рыбы и другие животные. В местах пересечения нефтепровода с путями миграции северных оленей были построены специальные переходы. Для сохранения изобилия рыбы в водоемы было выпущено около 700 тыс. мальков.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

1.3. Характеристика климатических условий

Территория Ямало-Ненецкого автономного округа, на которой проведен магистральный нефтепровод «Заполярье-Пурпе», располагается в арктической и субарктической погодных зонах, а также в области Западно-Сибирской низменности.

Арктический климат обуславливается суровой продолжительной зимой, непродолжительным летом, мощными морозами и ветрами. Минимально низкая температура достигает -60°C . Климат субарктической зоны и таежной полосы Западно-Сибирской низменности более материковый, характерная особенность – дождевые осадки, большая средняя температура относительно арктического климата, длительность лета до 100 суток.

Значительная часть округа находится в зоне вечной мерзлоты. Трасса нефтепровода распространяется по твердомерзлым и пластичномерзлым грунтам, которые в зимнее время находятся в мерзлотном состоянии, т.е. покрыты толстым слоем льда. Весной при повышении температуры снежная пустыня превращается в водную гладь. Избыточное увлажнение территории со слабо дренированными грунтами способствует развитию болотообразования. Также, протекают такие криогенные процессы, как термокарист и пучения.

В связи с данными климатическими условиями, основная часть строительства магистрали проходило в зимнее время года.



Рисунок 3 – Трасса трубопровода «Заполярье-Пурпе» в зимний период времени

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

2. Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов

2.1. Анализ выбора способа прокладки трубопровода

На участках многолетнемерзлых грунтов возникает необходимость выбора и анализа способов прокладки нефтепровода, выделение преимуществ и недостатков, и последующие выявление наиболее эффективной конструкции.

Для магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов предусматриваются такие способы прокладки трубопровода, как подземный, наземный и надземный.

Нефть, перекачиваемая по нефтепроводу «Заполярье-Пурпе», имеет высокую температуру застывания до 14° С и является высоковязкой жидкостью. Из-за низкой температуры окружающей среды перекачиваемая среда приобретает еще большую вязкость, что сильно затрудняет перекачку нефти и приводит к сбою трубопровода. Следовательно, нефть необходимо постоянно подогревать. Учитывая, климатические условия исследуемого района, определена необходимая температура перекачиваемой жидкости - 60°С.

При прокладке нефтепровода подземным способом возникают факторы, резко понижающие его эксплуатационную надежность. Вокруг трубопровода происходит оттаивание мерзлоты, которое может вызвать обводнение грунтов и способствует интенсивному развитию эрозионных и суффозионных процессов. Эти факторы могут привести к деформации или разрушению трубопровода. Поэтому в большинстве случаев, подземный способ прокладки «горячего» нефтепровода нецелесообразен на участках многолетнемерзлых грунтов.

Многие исследования и опыт эксплуатации трубопроводов, прокладываемых наземным способом в мерзлых грунтах, показывает наличие

					Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Полев Е.С.				Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никильчиков В.К.						1	7
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП	Брисник О.В.					Группа 2Б6Б		

рисков, связанных с отказами и авариями трубопровода. В первую очередь, из-за оттаивания верхнего слоя грунта при повышении температуры в летнее время происходит погружение трубопровода в грунт. Во-вторых, может происходить обратный процесс – обледенение трубопровода при снижении температуры, что приводит к увеличению на него нагрузки.

Альтернативным вариантом является применение надземного способа прокладки нефтепровода. Этот способ позволяет снизить влияние геокриологических условий при строительстве и эксплуатации. В практике нефтепроводной компании «Транснефть» впервые большая часть трубопровода проложена надземным способом – на трассе нефтепровода «Заполярье-Пурпе» [2]. Благодаря этому способу прокладки и дополнительно нанесенным на трубопровод теплоизоляционному слою воздействие «горячего» нефтепровода на многолетнемерзлые грунты исключено.

Под трубопровод возводятся специальные неподвижные, продольно- и свободно-подвижные опоры. При их строительстве и эксплуатации возможны изменения грунтовой обстановки, его растепление и дальнейшая просадка. Для устранения этих преобразований используются специальные устройства – термостабилизаторы, которые постоянно поддерживают в грунтах отрицательную температуру [3].



Рисунок 4 – Опорная часть трубопровода

					<i>Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

Для увеличения уровня эксплуатационной надежности необходимо также учесть такие процессы, как температурные изменения транспортируемого продукта и окружающей среды. Эти процессы приводят к температурным деформациям трубопровода. При удлинении надземного участка возникает давление на опоры, которое способно сдвинуть их с места или разрушить, тем самым, снизить устойчивость трубопровода и надежность его конструкции. Для защиты от нагрузок, которые возникают из-за температурного изменения существует компенсация участков трубопровода. Она представляет собой способность трубопровода деформироваться без перенапряжений материала соединительных труб. Другими словами, участок трубопровода, оснащенный самокомпенсацией либо компенсационными устройствами специальной конструкции, может свободно удлиняться при повышении температуры и укорачиваться при её снижении. Применение данных технологий значительно снижает риск аварийных ситуации в следствии температурных изменений, которые оказывают влияние на надземный трубопровод, проложенный на многолетнемерзлых грунтах.

2.2. Характеристики, виды, особенности применения компенсаторов

При надземной прокладке трубопроводов необходимо обеспечить компенсацию трубопровода согласно проекту.

Компенсатор представляет собой устройство, которое предотвращает опасную деформацию или разрушение трубопровода, компенсируя возникающие в нем перемещения и нагрузки.

Самокомпенсация – способность трубопровода самостоятельно компенсировать удлинения или укорачивания участка трубопровода за счет конфигурационных особенностей и упругих свойств материала трубы. Примерами участков с самокомпенсацией являются повороты или изгибы линии трубопровода. Они имеют эластичную конструкцию, позволяющую трубопроводу удлиняться без перенапряжения металла.

					<i>Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
						3
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При невозможности использовать самокомпенсацию либо для необходимого повышения компенсирующей способности трубопровода устанавливают специальные устройства – компенсаторы. Наиболее часто применяют П-, Г- и Z-образный компенсаторы.

При прокладке трубопровода надземным способом преимущественно применяются компенсаторы П-образного типа.

Они имеют свои недостатки:

- Большие гидравлические потери, обусловленные повышенным гидравлическим сопротивлением;

- Требуют значительный расход труб из-за больших габаритов и необходимости сооружения специальных опор.

Из достоинств можно выделить следующие особенности:

- Большая компенсирующая способность в сравнении с другими видами компенсаторов;

- Простота проектирования, строительства и монтажа, удобство при эксплуатации;

- Высокая надежность при проведении верных расчетов компенсатора.

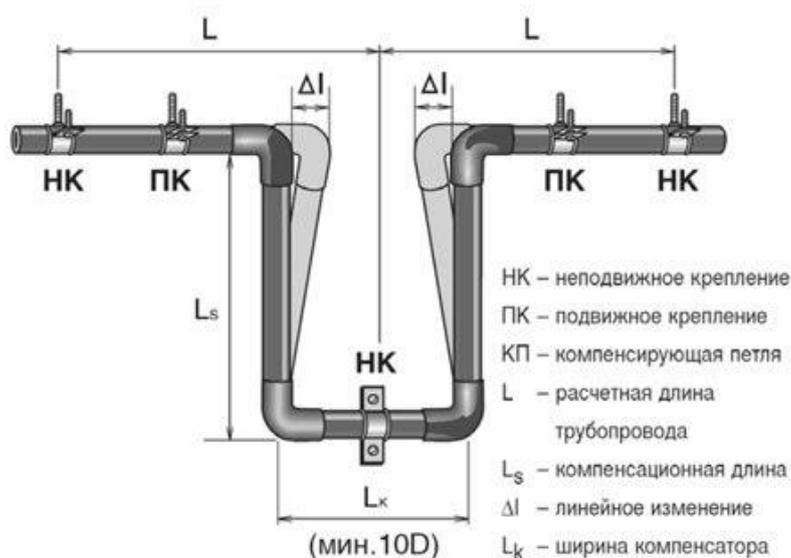


Рисунок 5 – Схема работы П-образного компенсатора

					Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

На трассе нефтепровода «Заполярье-Пурпе» через каждые 400 метров установлены компенсаторы трапецеидального типа. Сооружение конструктивно выполняется аналогично компенсатору П-образного типа, но с меньшим углом поворота оси трубопровода. Эти компенсаторы также называют термокомпенсационными блоками, обеспечивающие перемещение трубопровода при изменении температуры или давления.

2.3. Термокомпенсационные блоки на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе»

Трапецеидальные компенсаторы, установленные на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе», расположены на линейной части через каждые 400 метров. Компенсатор монтируется на прямых отрезках магистрали для нивелирования удлинений и предотвращения деформаций трубопровода. Термокомпенсационные блоки изготовлены из стали К56, как и вся трубопроводная система «Заполярье-Пурпе». Соединение труб выполняется с помощью сварки. Диаметр труб, используемых на исследуемом участке - 820-1020 мм, толщина стенки – 9, 16, 21 мм. Вылетом называют часть компенсатора, расположенную перпендикулярно трубопроводу в случае П-образного компенсатора или под углом для трапецеидального компенсатора. Боковые плечи и полки компенсатора одинаковы и равны по длине [4].



Рисунок 6 – Трапецеидальный термокомпенсационный блок на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе»

					<i>Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

Термокомпенсационные блоки надземного участка трубопровода стоят на специальных опорах, удерживающих конструкцию в проектном положении. Классификация опор по назначению:

- Подвижные (продольно- и свободно-подвижные);
- Неподвижные – препятствуют линейным перемещениям. Монтаж осуществляется жесткой заделкой трубы в опорную часть.

Неподвижные опоры установлены в начале и конце компенсационного блока. Для устойчивости нефтепровода в продольном направлении рядом с неподвижными опорами устанавливают продольно-подвижные. Свободно-подвижные опоры необходимы для перемещения компенсационного блока в поперечном и продольном направлениях. Между различными опорами соблюдается равное расстояние [5].

Таблица 1 – Параметры магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе»

Параметр	Единица измерения	Значение
Диаметр труб	мм	820-1020
Толщина стенки	мм	9, 16, 21
Максимальное давление	МПа	6,3
Длина вылета	м	До 20,3
Длина плеча	м	23,4
Длина полки	м	23,4
Расстояние между опорами	м	18
Угол поворота оси трубопровода	градусы	45-75

Конструкционной особенностью трапецидального компенсатора является величина угла поворота оси трубопровода. Обычно угол поворота оси принимается равным 45-75°. Расстояние от неподвижной опорной части до вершины планового угла должно быть менее 250 метров.

Основная функция термокомпенсационных блоков - обеспечить перемещение трубопровода при изменении температуры или давления. Максимальное давление на нефтепроводе «Заполярье-Пурпе» - до 6,3 МПа.

					<i>Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>7</i>

3. Расчетная часть

3.1. Расчет толщины стенки трубопровода

Таблица 2 – Исходные данные

Параметр	Единица измерения	Значение
Категория трубопровода		III
Диаметр трубопровода	мм	1020
Длина участка нефтепровода	м	22,4
Рабочее (нормативное) давление	МПа	5
Марка стали нефтепровода		K56
Временное сопротивление стали	Н/мм ²	550
Предел текучести	Н/мм ²	410
Коэффициент условий работы трубопровода, m		0,9
Коэффициент надежности по материалу, k_1, k_2		1,47
Коэффициент надежности по назначению трубопровода, k_n		1-1,05
Коэффициент надежности по нагрузке, n		1,1
Модуль упругости		$2,06 \cdot 10^5$
Коэффициент линейного расширения,	градусы	$1,2 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент Пуассона, μ		0,3

Расчеты проводим согласно [6].

Для марки стали K56:

— Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений R_1^H принимаем равным минимальному значению временного сопротивления;

— Нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений R_2^H равно минимальному значению предела текучести

					Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Полев Е.С.				Расчётная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никольчиков В.К.						1	8
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль ООП	Брисник О.В.							

Вычислим расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 :

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{550 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 320,7 \text{ МПа};$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H} = \frac{410 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 239,1 \text{ МПа};$$

Где m — коэффициент условий работы трубопровода;

k_1, k_2 — коэффициенты надежности по материалу;

k_H — коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Определение толщины стенки трубопровода

Определим расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2 \cdot (320,7 + 1,1 \cdot 5)} = 8,6 \text{ мм} \approx 9 \text{ мм}$$

Добавим припуск на коррозию – 2 мм, припуск на неравномерность проката – 1 мм. Тогда толщина стенки составит:

$$\delta = 9 + 2 + 1 = 12 \text{ мм.}$$

Определим толщину стенки трубопровода, учитывая наличие продольных осевых сжимающих напряжений.

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)}$$

Где n — коэффициент надежности по нагрузке;

p — рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_H — наружный диаметр трубы, мм;

R_1 — расчетное сопротивление растяжению, МПа;

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}$$

где $\sigma_{пр.N}$ — продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n},$$

где α — коэффициент линейного расширения металла трубы;

E — переменный параметр упругости (модуль Юнга);

μ — переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{вн}$ — диаметр трубопровода;

Δt — расчетный температурный перепад.

Определим абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 320,7}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 38,92 \text{ град};$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 320,7}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 90,81 \text{ град};$$

Принимаем больший перепад температуры, равный 90,81°.

					Расчётная часть	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда продольное осевое сжимающее напряжение равно:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{пр.}N} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{\delta_{\text{н}}} \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 90,81 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1,020}{0,012} \\ &= -84,23 \text{ МПа}\end{aligned}$$

Отрицательное значение напряжения означает наличие сжимающих напряжений.

Тогда коэффициент ψ_1 равняется:

$$\begin{aligned}\psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-84,23|}{320,7} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-84,23|}{320,7} = 0,842.\end{aligned}$$

Выполненные вычисления позволяют определить значение толщины стенки трубопровода, учитывая наличие продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н}}}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2 \cdot (320,7 \cdot 0,842 + 1,1 \cdot 5)} = 12,8 \text{ мм} \approx 13 \text{ мм}$$

Добавим припуск на коррозию – 2 мм, припуск на неравномерность проката – 1 мм. Тогда толщина стенки составит:

$$\delta = 13 + 2 + 1 = 16 \text{ мм.}$$

3.2. Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

Внутреннее давление создаёт в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения.

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2 \cdot 16} = 175,3 \text{ МПа.}$$

Продольные напряжения в стенке трубы от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} = \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = 0,3 \cdot 175,3 = 52,59 \text{ МПа,}$$

где μ — коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

Трубопровод, проложенный надземным способом необходимо проверять на прочность, продольную устойчивость и выносливость (колебания в ветровом потоке).

Проверку на прочность трубопровода проводят по следующему условию:

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_4 \cdot R_2$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ — максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые согласно п. 8.36;

ψ_4 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}} < 0$) — определяемый по формуле (с учетом примечания к п. 8.35)

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_2} = 0,406$$

					Расчётная часть	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

R_2 — расчетное сопротивление, МПа, определяемое по формуле (5). При расчете на выносливость (динамическое воздействие ветра) величина R_2 понижается умножением на коэффициент ν ;

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения, МПа.

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 \cdot R_2$$

$$|52,59| \leq 0,406 \cdot 239,1 = 97,06$$

Условие прочности выполняется.

3.3. Расчет компенсаторов

Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления, других нагрузок и воздействий, следует производить по условию

$$\sigma_{комп} + |\sigma_M| \leq R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{кц}$$

где $\sigma_{комп}$ — расчетные продольные напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб, МПа;

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

σ_m — дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, МПа, определяемые согласно общим правилам строительной механики;

R_2 — сопротивление сжатию, МПа;

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения, МПа.

В компенсаторах, не являющихся одновременно опорами, напряжения σ_m могут быть вызваны вертикальной нагрузкой от собственного веса трубы и горизонтальной ветровой нагрузкой. Обычно эти напряжения незначительны и не учитываются в расчетах.

Из условия найдем максимальное допустимое напряжение:

$$\sigma_{комп} = R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{кц} = 239,1 - 0,5 \cdot 175,3 = 151,45 \text{ МПа.}$$

3.4. Расчет компенсации температурных удлинений

Расчет проводим по [7]. При увеличении температуры стенки трубы, происходит расширение металла, возникают линейные удлинения, рассчитываемые по формуле:

$$\Delta l = \alpha \cdot L \cdot \Delta t = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 22,4 \cdot (75 - 35) = 0,0108 \text{ м,}$$

где α — коэффициент линейного удлинения стали: $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$, 1/град;

L — длина рассматриваемого участка, м;

Без компенсации линейных удлинений в стенке трубопровода возникают большие напряжения σ , Па, рассчитываемые по закону Гука:

$$\sigma = E \cdot i,$$

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

где E — модуль продольной упругости (модуль упругости первого рода; $E \approx 2 \cdot 10^{11}$ Па ($2 \cdot 10^6$ кгс/см²);

i — относительное сжатие (удлинение):

$$i = \frac{\Delta l}{l} = \alpha \cdot \Delta t = 0,00048.$$

Тогда напряжение сжатия не будет зависеть от длины трубы, её диаметры и толщины стенки:

$$\sigma = E \cdot \alpha \cdot \Delta t = 2 \cdot 10^{11} \cdot 12 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 96 \cdot 10^6, \text{ Па.}$$

В П-образном компенсаторе можно определить изгибающие напряжения в т. А и т. В (рисунок 7):

$$\sigma_A = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_{\text{внешн}}}{L^2} \cdot \frac{1,5}{3n_1 + 2 - \frac{n_1 + 1}{n_2 - n_1 + 1}} = 159,774 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_B = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_{\text{внешн}}}{L^2} \cdot \frac{1,5}{\frac{(3n_1 + 2) \cdot (n_2 - n_1 + 1)}{n_1 + 1} - 1} = 148,656 \text{ МПа,}$$

$$n_1 = \frac{l_1}{l} = 0,868,$$

$$n_2 = \frac{L}{l} = 1,965.$$

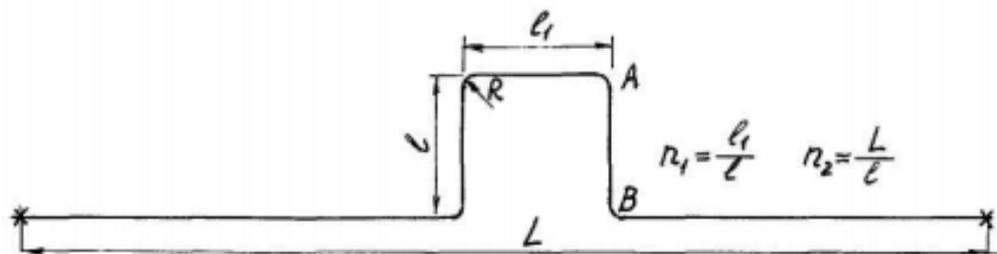


Рисунок 7 — Схема П-образного компенсатора

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчётная часть				

4. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода

4.1. Моделирование компенсаторов различного типа

Построение геометрической модели конструкции выполнялось в программном комплексе AutoCAD Inventor. Объектами моделирования в работе являются компенсаторы П-образного и трапецеидального типа.

Таблица 3 – Исходные данные для моделирования объекта

Параметр	Единица измерения	Значение	
		П-образный компенсатор	Трапецеидальный компенсатор
Марка стали		K56	K56
Диаметр труб	мм	1020	1020
Толщина стенки	мм	16	16
Рабочее давление	МПа	5	5
Длина вылета	м	11,4	23,4
Длина плеча	м	6,25	18,1
Длина полки	м	9,9	23,4
Угол поворота оси трубопровода	градусы	90	60
Радиус скругления	м	1300	1000

					Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS					
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата	Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода					
Разраб.	Полах Е.С.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никильчиков В.К.								1	8
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль ООП	Брисник О.В.									



Рисунок 8 – Модель компенсатора трапецеидального типа

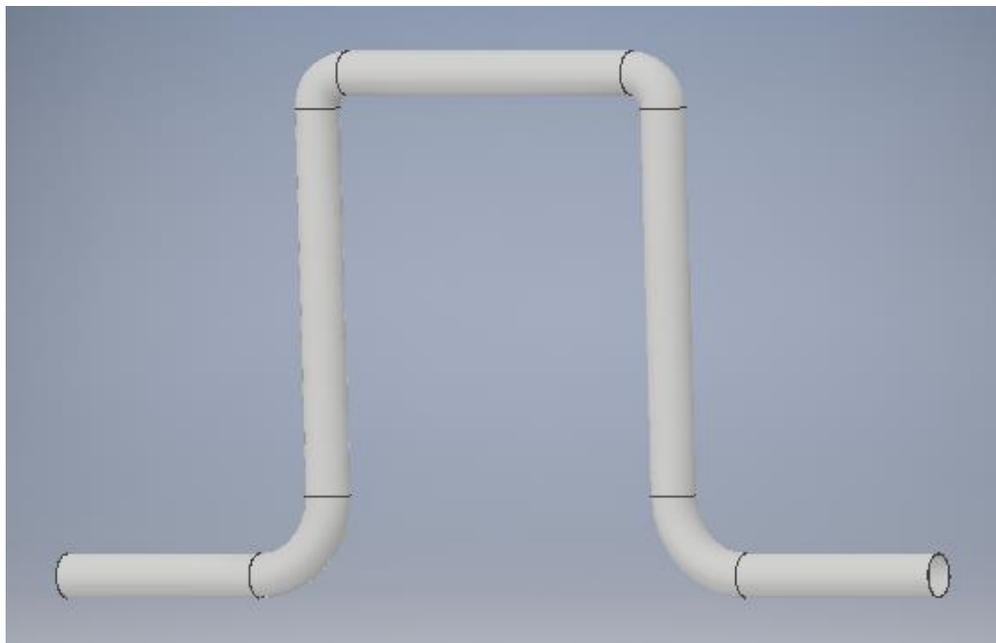


Рисунок 9 – Модель компенсатора П-образного типа

4.2. Оценка напряженного состояния конструкции в программном комплексе Ansys

Оценка напряженного состояния конструкций проводится в специальном программном комплексе Ansys, используя метод конечных элементов. Его использование позволяет максимально автоматизировать процедуры численного прочностного анализа, решать различные пространственные задачи механики деформируемого трубопровода [8].

					Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

Расчет напряженно-деформируемого состояния конструкций сводится к получению экспериментальных данных, их сравнение с допускаемыми расчетными данными и сравнение двух моделей. Материал конструкции, установленный в ANSYS по умолчанию не может применяться к данному исследованию. Поэтому использовалась сталь марки К56, из которой изготовлены объекты на нефтепроводе Заполярье-Пурпе. Для задания физико-химических свойств стали, из которой смоделирован объект, вводятся следующие характеристики: коэффициент Пуассона, модуль упругости стали, плотность стали, предел текучести, сопротивление разрыву, относительное удлинение при разрыве [9].

Для модели были поставлены следующие граничные условия:

— Трубопровод закреплен в верхней части конструкции – поверхность полки, т.к. в данном месте, согласно проекту, имеется неподвижная опора;

— Изнутри на поверхность компенсационного блока подается давление. Известно, что максимальное давление на некоторых участках нефтепровода «Заполярье-Пурпе» составляет 6,3 МПа. Рабочим (нормативным) давлением принимаем 5 МПа. Для исследования зависимостей выходных величин от давления используем диапазон 3-5 МПа с шагом 1 МПа;

— Растяжение по оси проходящей по прямолинейному участку трубопровода – ось X. Используем диапазон 90-145 мм с шагом по 5 мм.

4.3. Получение результатов анализа

Минимальный запас прочности технологического оборудование не должен быть меньше единицы. Величина максимального эквивалентного напряжения должна стремиться к минимуму.

При заданном симметричном растяжении компенсатора с одной и другой стороны снимаем показания максимального эквивалентного напряжения и значения минимального показателя прочности компенсатора. Изменяя давление на внутреннюю поверхность трубопровода с рабочего – 5 МПа до 4МПа и 3 МПа, получим данные для исследования.

					Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

На рисунках 8 и 9 отобразим графическую зависимость исследуемых параметров (эквивалентного напряжения и запаса прочности) от изменения величины растяжения П-образного компенсатора при разных значениях давления. Растяжение задается в связи с наличием температурных изменений, происходящих в трубопроводе.

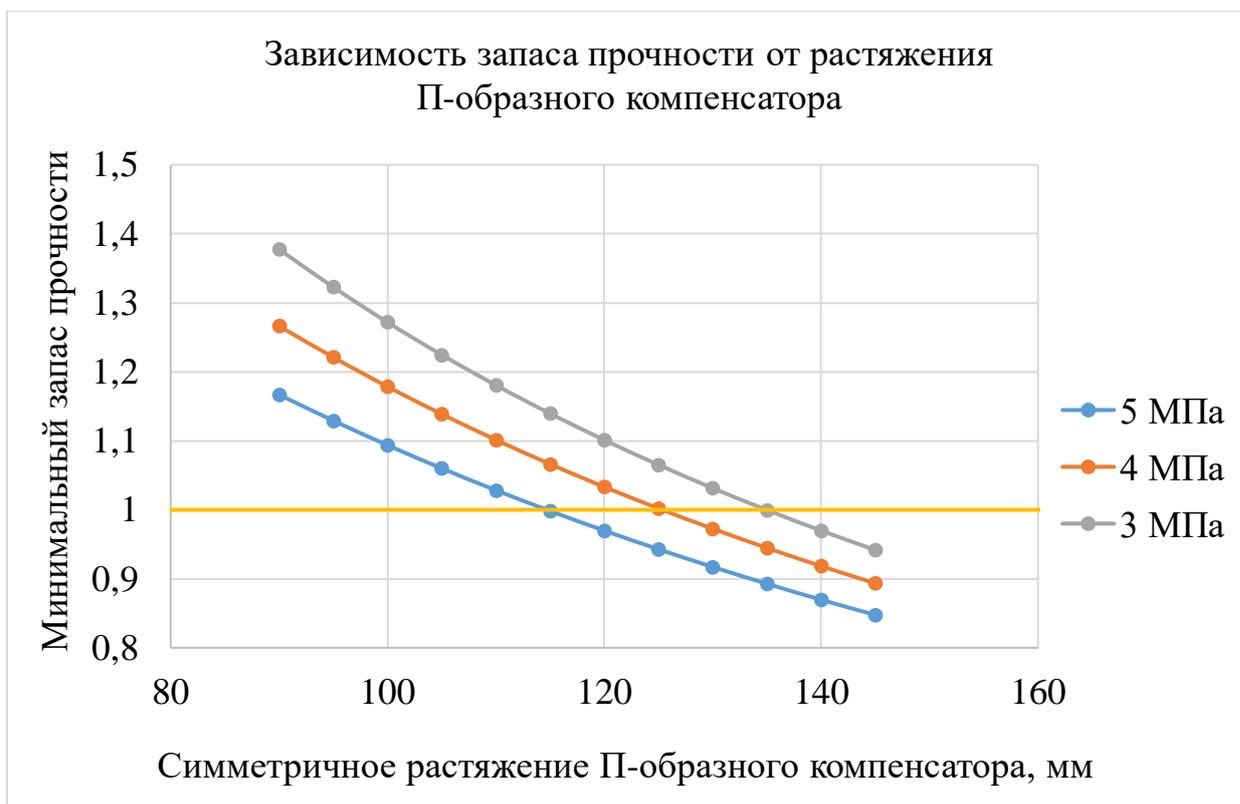


Рисунок 10 – Зависимость минимального запаса прочности от растяжения модели по оси X при различном давлении (П-образный компенсатор)

С увеличением растяжения компенсатора значение минимального запаса прочности понижается. Минимальный запас прочности технологического оборудования не должен быть меньше единицы. Желтая линия отображает границу, при которой конструкция способна выдерживать прилагаемые к ней нагрузки. При рабочем давлении 5 МПа максимальное растяжение, при котором запас прочности имеет критическое значение, составляет примерно 114 мм. Понижая давление до 4 МПа, запас прочности достигает значение «1» при

растяжении на 125 мм. Понижая до 3 МПа, критическое растяжение находится в диапазоне 130-135 мм [10].

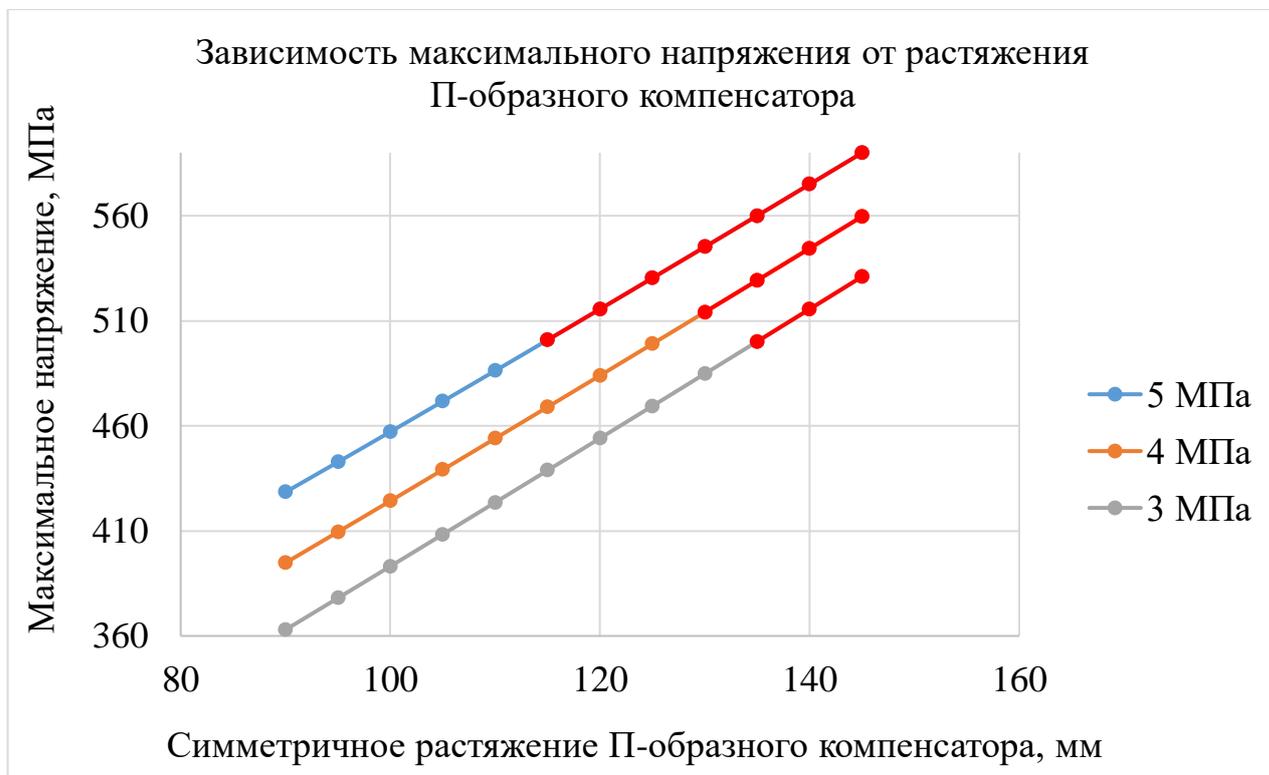


Рисунок 11 – Зависимость максимального эквивалентного напряжения от растяжения модели по оси X при различном давлении (Π-образный компенсатор)

С увеличением растяжения компенсатора увеличивается максимальное напряжение, оказывающие воздействие на прочность конструкции. Красным цветом выделены участки, при которых не соблюдается критерий работоспособности оборудования (значение коэффициента запаса прочности меньше минимально допустимого). Тогда для данной конструкции компенсатора можно выделить максимальные напряжения при критических растяжениях. При давлении 5 МПа максимальное напряжение находится в диапазоне 480-500 МПа, при 4 МПа — 500-510 МПа, при 3 МПа — 485-500 МПа.

Проведем анализ напряженно-деформированного состояния компенсатора трапецеидального типа. Аналогично, исследуем зависимости напряжений и коэффициента запаса прочности от растяжения модели.

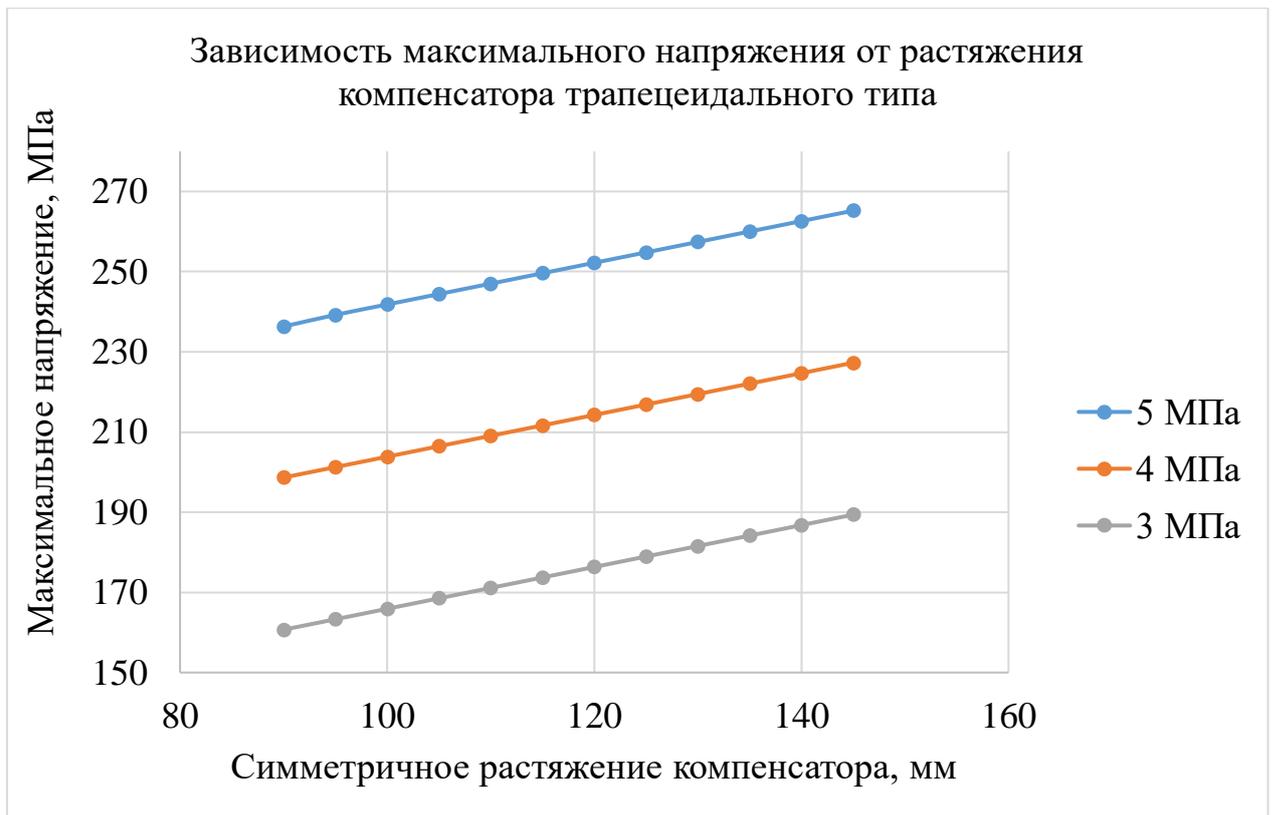


Рисунок 12 – Зависимость максимального эквивалентного напряжения от растяжения модели по оси X при различном давлении (компенсатор трапецеидального типа)

Из рисунка 10 наблюдается линейная зависимость напряжения от величины растяжения модели. При растяжениях от 90 до 145 мм максимальные напряжения не превышают 270 МПа для рабочего давления и имеют меньшие значения для, соответственно, меньшего давления. При данных напряжениях значение коэффициента запаса прочности оборудования соответствует работоспособному состоянию компенсатора.

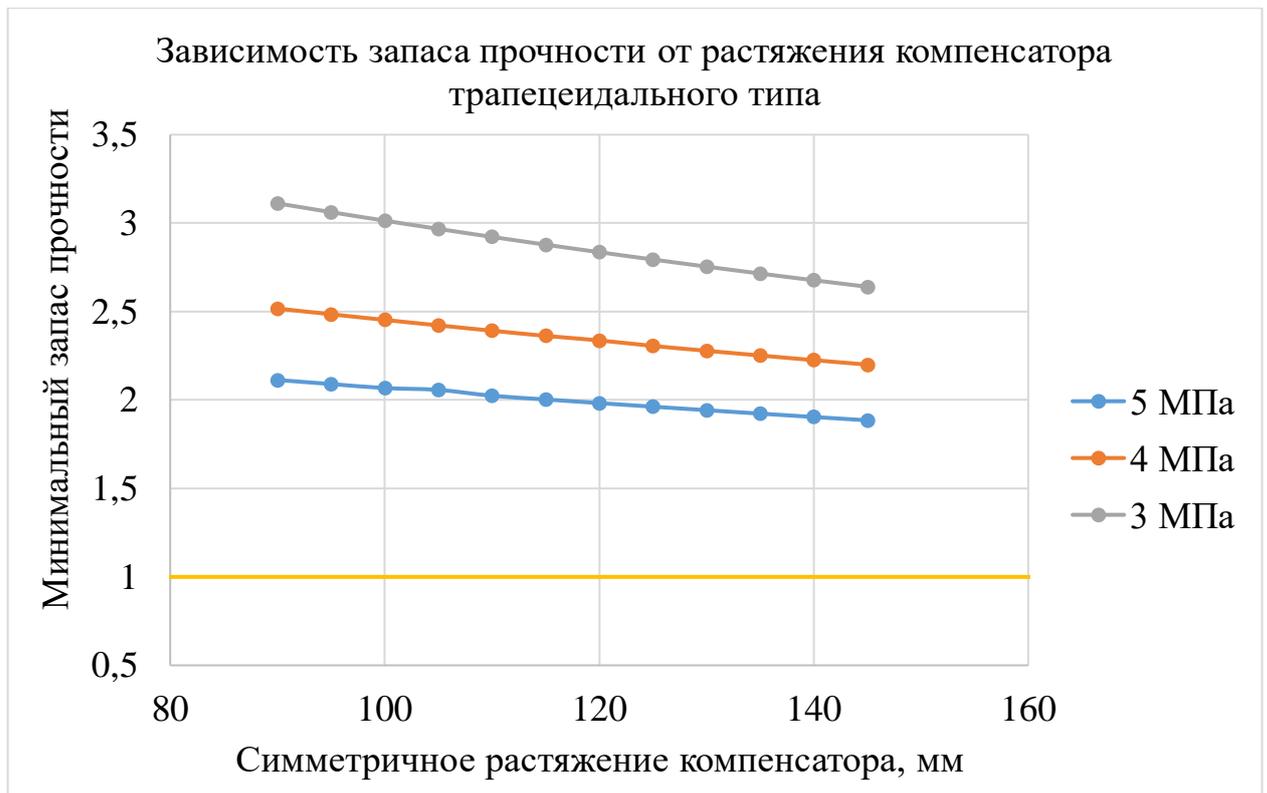


Рисунок 13 – Зависимость минимального запаса прочности от растяжения модели по оси X при различном давлении (компенсатор трапецеидального типа)

При рабочем давлении 5 МПа и максимально приложенном растяжении (145 мм) минимальный запас прочности равен 1,9, что обеспечивает дополнительную надежность конструкции по сравнению с П-образным компенсатором в определенных эксплуатационных условиях. Большие коэффициенты прочности указывают на то, что данная конструкция позволяет снизить металлоемкость при изготовлении компенсатора.

Максимальная концентрация напряжений наблюдается в локальных областях максимального изгиба компенсатора. На рисунке 14 представлены области максимальных изгибов двух исследуемых компенсаторов. Заданные параметры одинаковы: рабочее давление 5 МПа, симметричное растяжение по оси X 140 мм. Слева (П-образный компенсатор) видны области красного цвета, соответствующие напряжению более 500 МПа, справа (компенсатор трапецеидального типа) – напряжения распределяются равномернее, а максимальное значение напряжения меньше в 2 раза, по сравнению с значениями в П-образном компенсаторе. В связи с этим, при определенных эксплуатационных условиях, применение П-образного компенсатора нецелесообразно. Компенсатор трапецеидального типа имеет больший запас прочности, выдерживает большие нагрузки, связанные с тепловым расширением стали и давлением на внутреннюю поверхность трубопровода.

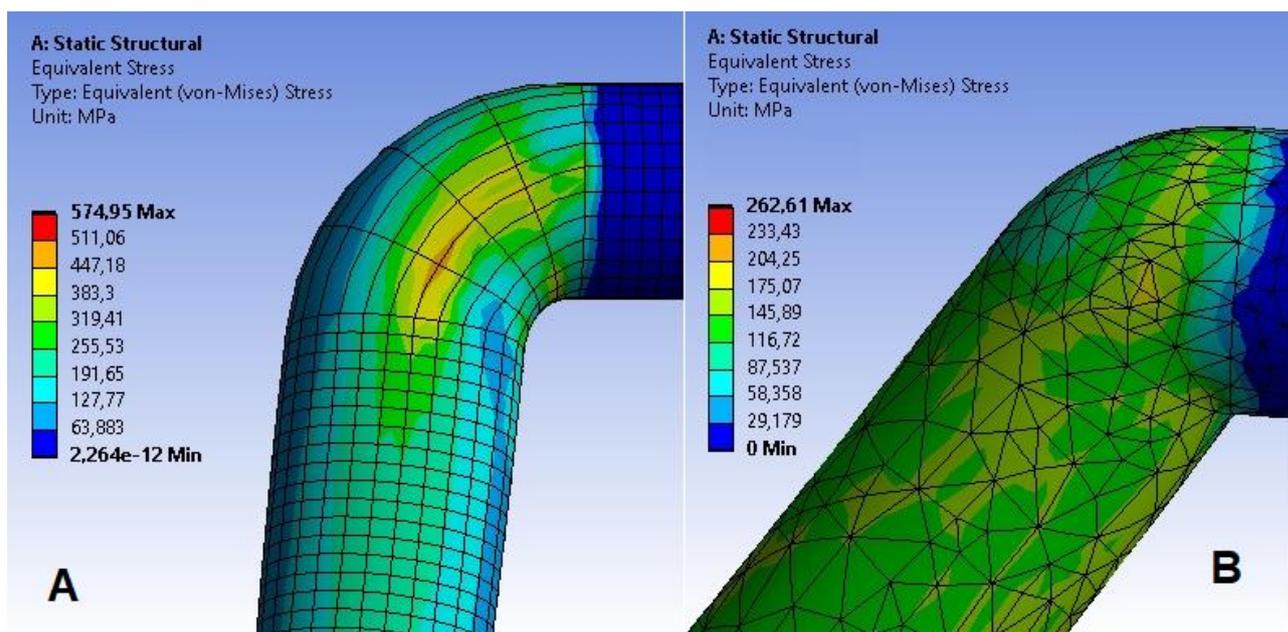


Рисунок 14 – Изображение распределение напряжений в области максимального изгиба компенсатора (А — компенсатор П-образного типа, В — компенсатор трапецеидального типа)

					Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Строительство линейной части трубопровода требует большого процента затрат от общего объема капиталовложений. В связи с этим, актуальным вопросом в настоящее время является обеспечение высокой надежности и безопасности трубопроводов в районах вечной мерзлоты.

Для защиты от нагрузок, которые возникают из-за температурного изменения существует компенсация участков трубопровода. Применение данных технологий значительно снижает риск аварийных ситуации, которые могут привести к серьезным экономическим и экологическим проблемам.

На этапе исследования конструкции и её проектирования необходимо определить целесообразность данной разработки, провести предпроектный анализ. Выявить потенциальных потребителей результатов исследования, выявить сильные и слабые стороны проекта, чтобы понимать, в каком направлении необходимо что-то менять или развивать.

Для оптимального распределения ресурсов и повышения эффективности исследования необходимо проводить планирование процесса разработки объекта. Определить структуру, график проведения и другие важные экономические факторы, влияющие на достижение поставленных целей и задач путем повышения эффективности исследования.

					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Полех Е.С.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никцльчиков В.К.</i>					1	23
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>						

5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Результатом исследования является выявление оптимальных конструктивных параметров термокомпенсационного блока. Чтобы провести анализ потенциальных потребителей результатов данного исследования необходимо определить целевой рынок.

В него, в первую очередь, входят нефтяные и газовые компании, осуществляющие транспортировку углеводородов. Наиболее востребована продукция для участков магистрального трубопровода, проходящих в мерзлых грунтах в условиях сурового климата. Подобные физико-географические и климатические особенности вызывают температурные изменения перекачиваемой и окружающей среды. В следствие этого возникает возможность деформации трубопровода, нарушение его целостности, снижение показателей надежности и устойчивости. Выявленная конструкция компенсатора позволяет устранить риск возникновения вышеперечисленных проблем.

Другим важным критерием сегментирования рассматриваемого целевого рынка является размер и уровень дохода компании. Проектирование и строительство компенсационных конструкций требует больших экономических затрат, связанных с увеличением необходимых строительных материалов, дополнительной рабочей силы, повышенной степенью контроля и обслуживания объекта во время его эксплуатации. Крупным компаниям важны показатели надежности и долговечности их объектов, в связи с чем, они способны вкладывать большие средства для достижения необходимых целей.

Если рассматривать компании, ведущие деятельность преимущественно в России, то основными потребителями являются такие организации, как ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром».

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

5.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Условно компенсацию трубопровода можно разделить на естественную и специальную. Естественная компенсация обеспечивается за счет гибкости самого трубопровода с использованием вставок П-, Г-, Z-образной формы или трапецеидальной (П-образный компенсатор с острым углом поворота оси трубопровода). В данной работе проведено исследование трапецеидального компенсационного блока.

Специальные компенсирующие устройства обычно являются соединительным элементом труб. Они также имеют свои преимущества и недостатки. Для компенсации трубопровода могут применяться сильфонные, линзовые, сальниковые и другие компенсаторы.

Все перечисленные конструкции конкурируют с исследуемым компенсатором. Необходимо провести их сравнительную оценку, чтобы выявить наиболее эффективную разработку. Для анализа помимо объекта исследования – трапецеидального компенсатора, выбираем сальниковый, линзовый и сильфонный компенсатор.

Таблица 4 — Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		А	Б	В	Г	А	Б	В	Г
1. Надежность	0,18	5	2	2	4	0,9	0,36	0,36	0,72
2. Компенсирующая способность	0,12	5	4	3	5	0,6	0,48	0,36	0,6
3. Широкий диапазон допустимого давления	0,12	5	1	2	5	0,6	0,12	0,24	0,6
4. Герметичность	0,12	5	2	2	4	0,6	0,24	0,24	0,48
5. Срок службы	0,10	5	2	2	3	0,5	0,2	0,2	0,3
6. Простота эксплуатации	0,10	5	2	2	4	0,5	0,2	0,2	0,4
7. Простота изготовления	0,10	4	4	1	3	0,4	0,4	0,1	0,3

Продолжение таблицы 4

8. Низкая стоимость изготовления	0,10	3	4	3	3	0,3	0,4	0,3	0,3
9. Небольшая величина габаритов	0,06	3	5	5	5	0,18	0,3	0,3	0,3
Итого	1	40	26	22	36	4,58	2,7	2,3	4

Исследуемый объект в таблице обозначен под буквой **А** – трапецеидальный компенсатор, конкурентные конструкции: **Б** – сальниковый компенсатор, **В** – линзовый компенсатор, **Г** – сильфонный компенсатор.

Анализируя результаты оценочной карты, делаем вывод, что эффективнее использовать компенсатор трапецеидального типа. Данная модель наиболее конкурентоспособна и имеет преимущество по многим критериям. Среди них, высокая компенсирующая способность, герметичность соединений и, следовательно, высокий уровень надежности конструкции. Широкий диапазон допустимого давления – важная особенность, позволяющая широко применять данную разработку. Простота обслуживания в период эксплуатации позволяет сохранять объект в работоспособном состоянии в течении всего срока использования. Основной упор в дальнейшей работе необходимо сосредоточить на снижение металлоемкости конструкции.

5.1.3. SWOT-анализ

SWOT-анализ проводится в три этапа.

В первую очередь, необходимо составить перечень сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз для реализации проекта.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 5.

Таблица 5 — Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны: С1. Наличие бюджетного финансирования; С2. Не требуется закупка материалов для проведения исследований; С3. Использование программных комплексов Autodesk Inventor и Ansys; С4. Выявление потенциальных опасных инцидентов или аварий при работе компенсационного блока до его производства; С5. Проверка режимов работы при различных заданных параметрах; С6. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Длительный срок и сравнительно высокая стоимость изготовления данного объекта; Сл2. Погрешности на этапе моделирования в программе Autodesk Inventor, связанные с неполной информацией о конструкционных параметрах объекта; Сл3. При моделировании и расчетах на прочность не учитывалось наличие опорной части; Сл4. Отсутствие возможности тестирования и проверки компенсатора на практике; Сл5. Отсутствие квалифицированных кадров на предприятиях, которые смогут работать с данным исследованием.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Повышение спроса на данное исследование со стороны потенциальных потребителей; В3. Рост цен на конкурентные исследования и разработки; В4. Использование информации предприятий, эксплуатирующих данные системы; В5. Сотрудничество с предприятием-изготовителем компенсаторов.</p>		

Продолжение таблицы 5

<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на дальнейшие исследования данной разработки; У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства; У3. Развитая конкуренция технологий производства компенсаторов.</p>		
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

Вторым этапом необходимо выявить соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта выявленным возможностям и угрозам.

Если факторы соответствуют друг другу – ставится «+», если не соответствуют – «-». Если есть сомнения, что поставить, ставится «0». В таблицах 6, 7, 8, и 9 представлены интерактивные матрицы проекта.

Таблица 6 — Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

		Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4	C5	C6
Возможности проекта	B1	0	+	+	+	+	+
	B2	-	+	+	+	+	0
	B3	-	+	+	-	-	0
	B4	-	-	-	+	+	+
	B5	-	-	-	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C2C3C4C5C6, B2C2C3C4C5, B3C2C3, B4C4C5C6, B5C4C5C6.

Таблица 7 — Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

		Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	-	-	-	-	-
	B2	-	+	-	-	0
	B3	-	-	-	-	-
	B4	+	-	-	-	0
	B5	-	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B2Сл2, B4Сл1.

Таблица 8 — Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

		Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	У1	-	-	-	-	-	-
	У2	-	-	-	-	-	0
	У3	0	0	-	-	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У3С6.

Таблица 9 — Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

		Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	+	+	-	+
	У2	+	-	-	0	-
	У3	0	+	+	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У1Сл1Сл2Сл3Сл5, У2Сл1, У3Сл2Сл3.

В рамках **третьего этапа** составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 10 — Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Наличие бюджетного финансирования; С2. Не требуется закупка материалов для проведения исследований; С3. Использование программных комплексов Autodesk Inventor и Ansys; С4. Выявление потенциальных опасных инцидентов или аварий при работе компенсационного блока до его производства; С5. Проверка режимов работы при различных заданных параметрах; С6. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Длительный срок и сравнительно высокая стоимость изготовления данного объекта; Сл2. Погрешности на этапе моделирования в программе Autodesk Inventor, связанные с неполной информацией о конструкционных параметрах объекта; Сл3. При моделировании и расчетах на прочность не учитывалось наличие опорной части; Сл4. Отсутствие возможности тестирования и проверки компенсатора на практике; Сл5. Отсутствие квалифицированных кадров на предприятиях, которые смогут работать с данным исследованием.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Повышение спроса на данное исследование со стороны потенциальных потребителей; В3. Рост цен на конкурентные исследования и разработки; В4. Использование информации предприятий, эксплуатирующих данные системы; В5. Сотрудничество с предприятием-изготовителем компенсаторов.</p>	<p>Анализируя матрицу возможностей и сильных сторон проекта, в первую очередь, можно выявить главные возможности, которые позволят продолжить научное исследование – использование инновационной инфраструктуры университета. Более точный анализ компенсаторов будет проведен при сотрудничестве с предприятиями, изготавливающими или эксплуатирующими компенсационные блоки. Благодаря проектированию объекта в специальных ПО, нет необходимости закупать материалы.</p>	<p>Возможно увеличение спроса на данное исследование, если полученные результаты совпадают на практике. Для уменьшения срока изготовления необходимо найти возможность сотрудничества с предприятиями-изготовителями компенсаторов.</p>

Продолжение таблицы 10

<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на дальнейшие исследования данной разработки; У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства; У3. Развитая конкуренция технологий производства компенсаторов.</p>	<p>Возникает угроза для проекта в развитии технологий производства компенсаторов у конкурентов, если у них имеется квалифицированный персонал.</p>	<p>Угроза снижения спроса на данную исследование может возникнуть из-за длительного и дорогостоящего этапа производства, а также в связи с наличием погрешностей моделирования и, следовательно, анализа компенсационного блока. По этим же причинам возникает угроза повышения спроса у конкурентных разработок.</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

5.2. Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Определим структуру работ: выделим основные этапы и исполнителей, ответственных за проведение этих видов работ.

Таблица 11 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Руководитель, дипломник
	6	Проведение теоретических расчетов толщины стенки, прочности и устойчивости трубопровода	Дипломник
	7	Расчет удлинения участка трубопровода из-за теплового расширения стали и внутреннего давления	Дипломник

Продолжение таблицы 11

	8	Построение моделей компенсаторов различного типа в программном комплексе AutodeskInventor	Руководитель, дипломник
	9	Проведение экспериментов и анализа напряженно-деформированного состояния компенсаторов	Руководитель, дипломник
	10	Сопоставление результатов расчетов различных конструкций компенсаторов	Дипломник
	11	Сравнение экспериментальных данных с теоретическими расчетами	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	12	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник
	13	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Руководитель, дипломник
Оформление отчета по работе	14	Составление пояснительной записки	Дипломник

5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Для того, чтобы определить трудоемкость работ научного руководителя и студента, необходимо рассчитать следующие значения:

— ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $t_{ож_i}$, рассчитываемое по формуле:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

— продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} считается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным способом разработки графика является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 12.

Таблица 12 — Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожг}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	2
Подбор и изучение материалов по теме	7	14	9,8	Дипломник	9,8	12
Выбор направления исследований	5	10	7	Дипломник	7	9
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Руководитель	2,8	3
Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	7	14	9,8	Руководитель, дипломник	4,9	6
Проведение теоретических расчетов толщины стенки, прочности и устойчивости трубопровода	5	8	6,2	Дипломник	6,2	7
Расчет удлинения участка трубопровода из-за теплового расширения стали и внутреннего давления	5	8	6,2	Дипломник	6,2	7
Построение моделей компенсаторов различного типа в программном комплексе AutodeskInventor	10	20	14	Руководитель, дипломник	7	9
Проведение экспериментов анализа напряженно-деформированного состояния компенсаторов	7	14	9,8	Руководитель, дипломник	4,9	6
Сопоставление результатов расчетов различных конструкций компенсаторов	2	4	2,8	Дипломник	2,8	3

Продолжение таблицы 12

Сравнение экспериментальных данных с теоретическими расчетами	2	4	2,8	Дипломник	2,8	3
Оценка эффективности полученных результатов	2	4	2,8	Дипломник	2,8	3
Согласование выполненной работы с научным руководителем	5	8	6,2	Руководитель, дипломник	3,1	4
Составление пояснительной записки	7	14	9,8	Дипломник	9,8	12

На основе таблицы 12 строим календарный план-график. Зеленым цветом отображены работы, выполняемые только руководителем, голубым цветом выделены виды работ студента, розовым цветом обозначена совместная работа научного руководителя и студента.

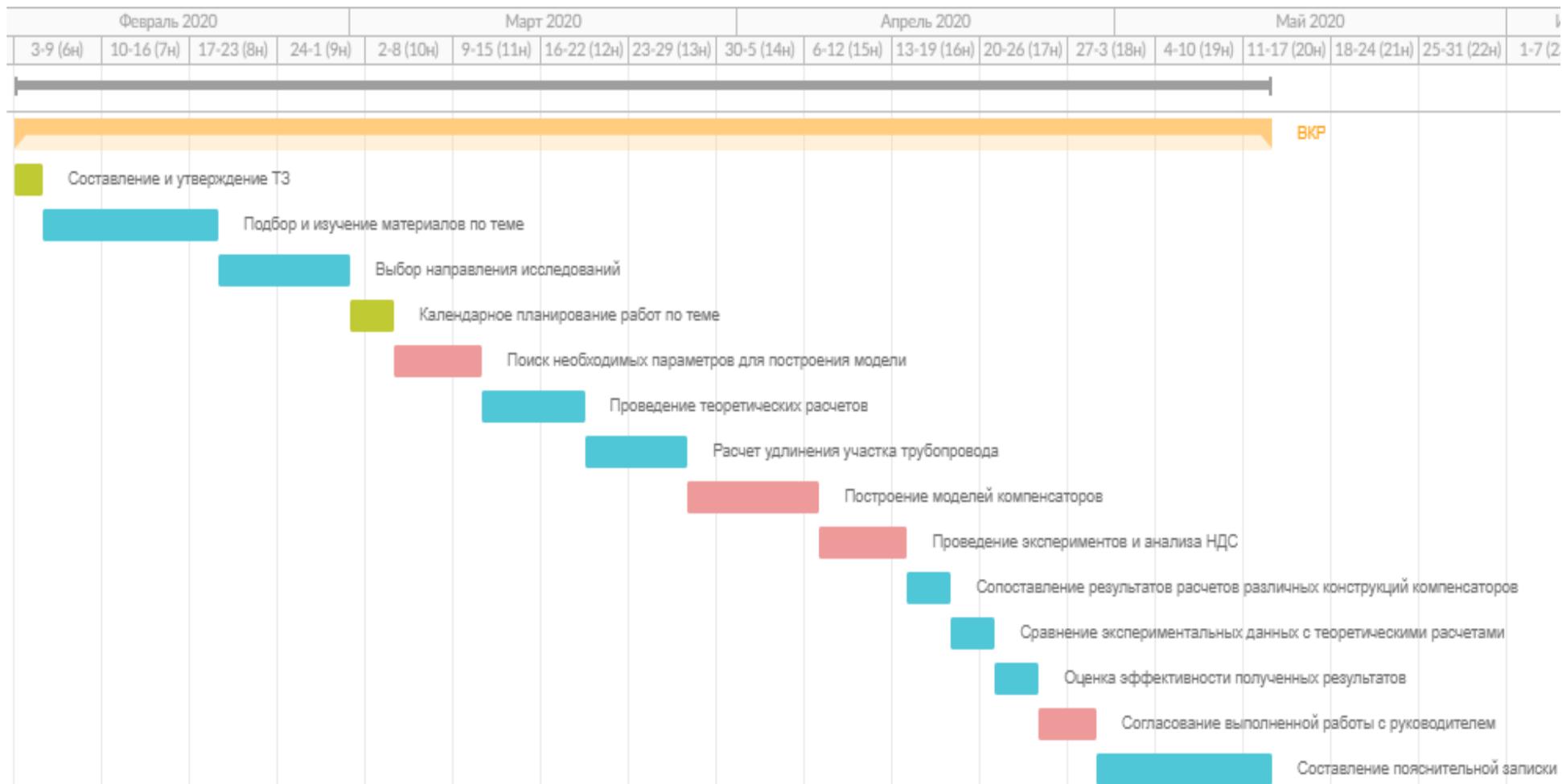


Рисунок 15 — Календарный план-график проведения научного исследования

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

5.2.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

5.2.4.1. Расчет материальных затрат НТИ

Рассчитаем затраты на изготовление опытного образца с учетом всего необходимого оборудования. В таблице 13 приведена смета затрат для исследуемой разработки – трапецидальный компенсатор (обозначен как Исполнение 1), для сальникового компенсатора (Исполнение 2) и сильфонного (Исполнение 3). Изготовление всех компенсаторов предполагается для нефтепровода с диаметром трубы 820 мм и толщиной стенки 16 мм.

Таблица 13 – Смета материальных затрат на реализацию опытного образца

Оборудование	Количество, шт			Цена за шт., руб	Стоимость, руб		
	1 исп.	2 исп.	3 исп.		1 исп.	2 исп.	3 исп.
Трапецидальный компенсатор (Исполнение 1)	1	-	-	76500	76500	-	-
Сальниковый компенсатор (Исполнение 2)	-	1	-	59000	-	59000	-
Сильфонный компенсатор (Исполнение 3)	-	-	1	140000	-	-	140000
Стальной фланец приварной	4	-	-	12014	48056	-	-
Опора скользящая	-	-	2	23200	46400	-	-
Опора неподвижная	3	2	2	17520	52560	35040	35040
Опора направляющая	-	1	1	57660	-	57660	57660
Электроэнергия, сеть интернет, затраченные при моделировании	-	-	-	10000	10000	10000	10000
Итого:					222616	151700	232700

5.2.4.2. Затраты на специальное оборудование и амортизацию

Расчет затрат на программные комплексы учитываем в виде амортизационных отчислений, так как данное оборудование и программы используется в течение длительного периода времени. Амортизационные затраты одинаковы для всех исполнений. Проектирование осуществлялось на ноутбуке HP 250. Были использованы следующие программные комплексы: Autodesk Inventor, Ansys и Microsoft Office 2016.

Таблица 14 — Затраты на амортизацию

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Лицензия на программный комплекс Autodesk Inventor	1	98000	805,48
2	Лицензия на программный комплекс Ansys	1	1900000	10410,96
3	Ноутбук+ Microsoft Office 2016	1	51500	3856,62
Итого:			2049500	15073,06

Продемонстрируем расчет показателей амортизации, результаты расчетов зафиксируем в таблице 14:

$$A_{Inventor} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365} = \frac{98000 \cdot 9}{3 \cdot 365} = 805,48 \text{ руб.};$$

$$A_{Ansys} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365} = \frac{1900000 \cdot 6}{3 \cdot 365} = 10410,96 \text{ руб.};$$

$$A_{\text{ноутбук}} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365} = \frac{51500 \cdot 82}{3 \cdot 365} = 3856,62 \text{ руб.}$$

5.2.4.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Для расчета основной заработной платы инженера берем оклад, равный 21760 руб. Оклад руководителя (доцент, кандидат наук) составляет 33664 руб.

Пример расчёта основной заработной платы для руководителя:

Определим среднедневную заработную плату ($Z_{\text{дн}}$):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{33664 \cdot 10,4}{243} = 1440,76 \text{ руб,}$$

где Z_m - оклад;

M - количество месяцев работы без отпуска в году;

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени персонала (для 6-дневной недели $F_d = 243$ дня)

Рассчитаем основную заработную плату ($Z_{\text{осн}}$) по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \cdot (1 + K_{\text{пр}} + K_d) \cdot K_p = 1440,76 \cdot 30 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 = 89903,42 \text{ руб,}$$

где T_p - продолжительность работ, выполняемых работником;

K_p - районный коэффициент (для Томска 1,3);

K_d - коэффициент доплат и надбавок (0,3);

$K_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент (0,3).

Таблица 15 — Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{дн}}$, руб	$K_{\text{пр}}$	K_d	K_p	T_p , дни	$Z_{\text{осн}}$, руб
Научный руководитель	1440,76	0,3	0,3	1,3	30	89903,42
Инженер	931,29	0,2	0,2	1,3	82	138985,72
Итого:						228889,14

5.2.4.4. Дополнительная заработная плата исполнителей

Дополнительная заработная плата учитывает величину доплат за отклонение от нормальных условий труда и выплаты, связанные с обеспечением компенсаций и гарантий.

Рассчитаем дополнительную заработную плату по формуле:

$$Z_{доп.} = k_{доп.} \cdot Z_{осн.},$$

где $k_{доп.}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,12).

Для руководителя:

$$Z_{доп.рук.} = k_{доп.} \cdot Z_{осн.} = 0,12 \cdot 89903,42 = 10788,41 \text{ руб.};$$

Для инженера:

$$Z_{доп.студ.} = k_{доп.} \cdot Z_{осн.} = 0,12 \cdot 138985,72 = 16678,29 \text{ руб.};$$

Суммарно:

$$Z_{доп.} = Z_{доп.рук.} + Z_{доп.студ.} = 10788,41 + 16678,29 = 27466,7 \text{ руб.};$$

5.2.4.5. Отчисления во внебюджетные фонды

Данный вид отчислений отражает обязательные отчисления в фонд медицинского страхования, пенсионный фонд и фонд социального страхования.

Размер ставки данных отчислений составляет 30,2%. Определим размер отчислений по формуле:

$$Z_{внеб.} = k_{внеб.} \cdot (Z_{осн.} + Z_{доп.}),$$

где $k_{внеб.}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя:

$$\begin{aligned} Z_{внеб.рук.} &= k_{внеб.} \cdot (Z_{осн.} + Z_{доп.}) = 0,302 \cdot (89903,42 + 10788,41) \\ &= 30207,55 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Для инженера:

$$\begin{aligned} Z_{внеб.студ.} &= k_{внеб.} \cdot (Z_{осн.} + Z_{доп.}) = 0,302 \cdot (138985,72 + 16678,29) \\ &= 46699,2 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Суммарно:

$$Z_{внеб.} = Z_{внеб.рук.} + Z_{внеб.студ.} = 30207,55 + 46699,2 = 76906,75 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		18

5.2.4.6. Накладные расходы

Данный вид расходов учитывает не попавшие в другие статьи расходов затраты (оплата коммунальных услуг, услуг печати и т.п.) Величину накладных расходов рассчитаем по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{мат}} + Z_{\text{оборуд}} + Z_{\text{аморт}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (принимается равным 0,16).

Для 1 исполнения:

$$Z_{\text{накл}} = (222116 + 2049500 + 15073,06 + 228889,14 + 27466,7 + 76906,75) \cdot 0,16 = 419192,264 \text{ руб.}$$

Аналогично, для 2 исполнения $Z_{\text{накл}}=407925,70$ руб, для 3 исполнения $Z_{\text{накл}}=420885,70$ руб

5.2.4.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат выполним в табличном виде (таблица 16)

Таблица 16 — Бюджет затрат НИИ

Наименование	Сумма, руб.		
	1 исп.	2 исп.	3 исп.
Материальные затраты	222616	151700	232700
Затраты на оборудование	2049500		
Затраты на основную заработную плату	228889,14		
Затраты на дополнительную заработную плату	27466,7		
Страховые взносы	76906,75		
Накладные расходы	419192,264	407925,70	420885,70
Общий бюджет	3039643,914	2957461,35	3051421,35

В соответствии с результатами расчета бюджета затрат на разработку проекта, сумма, необходимая на его реализацию составила 3039644рубля.

Основные расходы пришлись на затраты на оборудование – 67,42% от общего бюджета затрат проекта. Для исполнения 2 затраты на реализацию получились меньше на 82183 рубля. Реализация 3 исполнения выходит дороже исследуемого проекта на 11777 рублей.

5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения таких величин, как финансовая эффективность и ресурсоэффективность, необходимо рассчитать их интегральные показатели.

Интегральный показатель финансовой эффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Таблица 17 — Значения стоимостей и интегральных финансовых показателей различных исполнений проекта

	1 исполнение	2 исполнение	3 исполнение
Стоимость исполнения, руб	3039643,914	2957461,35	3051421,35
Максимальная стоимость исполнения, руб	3051421,35		
Интегральный финансовый показатель разработки	0,996	0,969	1

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяется по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Таблица 18 — Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Надежность	0,20	5	2	4
2. Компенсирующая способность	0,15	5	4	5
3. Безопасность	0,25	4	4	4
4. Материалоемкость	0,10	3	4	5
5. Срок службы	0,15	5	2	3
6. Простота эксплуатации	0,15	5	2	4
Итого	1	4,55	3	4,1

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 = 4,55;$$

$$I_{p-исп2} = 2 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,10 + 2 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,15 = 3;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,10 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 4,1.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр.исп.i}}$$

$$I_{исп1} = 4,57; I_{исп2} = 3,09; I_{исп3} = 4,10.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительную эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$) рассчитаем по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп\ min}}$$

Таблица 19 — Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,996	0,969	1,000
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,00	4,10
3	Интегральный показатель эффективности	4,57	3,09	4,10
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,48	1	1,33

С позиции финансовой и ресурсной эффективности более эффективным вариантом является первое исполнение проекта, по которому проводилось исследование. Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение. Таким образом, можно сделать вывод, что трапецеидальный компенсатор сохраняет свою конкурентоспособность, имея высокие показатели эффективности.

В ходе выполнения раздела финансового менеджмента была доказана конкурентоспособность данного исследования. Произведен SWOT-анализ, благодаря которому выявлены сильные и слабые стороны, а также возможности,

угрозы и выбор дальнейшей стратегии развития проекта. Также был посчитан бюджет научно-технического исследования, основная часть которого приходится на статью затрат по основной заработной плате сотрудников. Все полученные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная конструкция компенсатора экономически выгодна.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата		23

6. Социальная ответственность

Трубопроводная система является самым распространенным способом транспортировки нефти и газа. Для обеспечения высокой надежности и безопасности трубопровода применяются различные методы при его проектировании, строительстве, а также в течении процесса эксплуатации.

В данной работе рассматривается зона прокладки нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах - трасса нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе». Для снижения влияния геокриологических условий окружающей среды трубопровод проложен надземным способом на специальных опорах. Для защиты от нагрузок, которые возникают из-за изменения температуры на магистрали установлены термокомпенсационные блоки. В ходе работы были выявлены оптимальные параметры и особенности конструкции, позволяющие добиться наилучших прочностных характеристик объекта при данных условиях эксплуатации.

Трасса исследуемого объекта расположена на Крайнем Севере. Суровый климат этих территорий характеризуется продолжительными зимами, низкой температурой воздуха и сильными ветрами.

Нефтепровод является опасным производственным объектом из-за наличия опасных и вредных производственных факторов. Во время строительства или эксплуатации объекта могут возникать экологические проблемы, связанные с истощением природных ресурсов и нанесением вреда окружающей среде. Чрезвычайные происшествия природного и техногенного характера – одна из самых важных опасностей, которую необходимо вовремя предотвратить или ликвидировать.

					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Полев Е.С.</i>				<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Никильчиков В.К.</i>						1	12
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брисник О.В.</i>							

Исходя из этого, возникает необходимость снижать перечисленные опасности, внедряя принципы социальной ответственности для нормального функционирования предприятия и его работников. Социальная ответственность обеспечивает поддержание оптимальных параметров работы, достижение необходимого уровня эксплуатационной надежности и безопасности на производстве, а также включает контроль санитарных норм и реализацию охраны окружающей среды.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно ТК РФ [11] время, в течении которого работник должен исполнять свои трудовые обязанности, не может превышать 40 часов в неделю. На исследуемом объекте применяется сокращение рабочего времени до 36 часов в неделю, в связи с вредными и опасными условиями труда. При такой рабочей неделе максимально допустимая продолжительность смены для работника не может превышать 8 часов.

При трудоустройстве работодателю предоставляются необходимые персональные данные работника. Их обработка, хранение и использование осуществляется исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов. Доступ к персональным данным работникам должен быть только у специально уполномоченных лиц. Передача данных третьей стороне возможна только с письменного согласия работника. Доступ к полной информации о своих персональных данных, исключение, исправление неверных или неполных данных являются правомерными действиями работника.

Заработная плата каждого работника устанавливается индивидуально, в зависимости от его квалификации, сложности выполняемых работ, затраченного времени и других факторов. Минимальная оплата труда не может быть ниже прожиточного минимума населения. Работники, занятые на работах с вредными или опасными условиями труда, а также в местностях с особыми климатическими условиями, получают оплату труда в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты – 4% от оклада.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						2
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докц.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В выходные и нерабочие праздничные дни работа должна оплачиваться не менее, чем в двойном размере. Соблюдение условий нормирования труда является необходимой мерой для выполнения норм выработки. В частности, к ним относятся исправное состояние помещений и оборудования, своевременное обеспечение технической документацией, качественных материалов и инструментов. Также, работникам должны быть предоставлены условия труда, соответствующие требованиям охраны труда и безопасности на предприятии.

Государство устанавливает гарантии и компенсации за вредные условия труда. К ним относятся: уменьшение рабочего времени, дополнительный отпуск, доплаты и компенсационные выплаты, досрочный выход на пенсию, обязательное своевременное проведение медосмотров, выдача молока или лечебного питания.

Социальное страхование является обязательным способом защиты населения в Российской Федерации. К нему относятся страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, страхование на случай временной нетрудоспособности, пенсионное страхование и другие. Цель данной системы защиты граждан компенсировать или минимизировать последствия изменения материального или социального положения граждан в случаях, предусмотренных законодательством РФ.

2. Компонировка рабочей зоны работника.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [12] необходимо правильно организовать рабочее место работника. Рассматривая рабочую зону, оснащенную персональным компьютером, предъявляются следующие требования:

— Конструктивные размеры рабочего стола для ПК: ширина 800-1400 мм, глубина 800-1000 мм, высота 680-800 мм;

— Необходимое пространство для ног: высота от 600 мм, ширина – не менее 500 мм, глубина на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						3
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докц.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

— Рабочий стул должен позволять поддерживать и, при необходимости, изменять рабочую позу. Тип стула выбирается в зависимости от роста работника, характера и длительности работы с компьютером. Ширина и глубина поверхности сиденья не менее 400 мм, высота в пределах 400-550 мм. Также рабочий стул должен быть оснащен подлокотниками и наклоняющейся спинкой;

— Экран монитора должен располагаться на расстоянии 600-700 мм от глаз пользователя;

— Клавиатуру следует располагать на расстоянии 100-300 мм от края рабочего стола.

6.2. Производственная безопасность

Объекты трубопроводного транспорта относят к категории повышенной опасности. Это связано с возникновением опасных и вредных производственных факторов при различных этапах работы с объектом. Рассмотрим возникающие факторы при разработке, изготовлении и эксплуатации компенсационного блока на участках магистрального трубопровода [13].

Таблица 20 — Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные и опасные факторы для помещения лаборатории				
1. Повышенный уровень шума и вибраций;	+	+	+	- ГОСТ 12.1.003-2014 [14]; - ГОСТ 12.1.012-2004 [15]; - СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [16]; - СН 2.2.4/2.1.9.566-96 [17].
2. Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне;	+	+	+	- ГОСТ 12.1.005-88 [18]; - СанПиН 2.2.4.548-96 [19].
3. Недостаточная освещенность;	+	+	+	- СП 52.13330.2016 [20].
4. Поражение электрическим током;	+	+	+	- ГОСТ 12.1.038-82 [21]; - ГОСТ 30852.19 – 2002 [22].
5. Возникновение пожара или взрыва;	+	+	+	- Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ [23].

6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Повышенный уровень шума и вибраций

На этапе разработки объекта возможен повышенный шум на рабочем месте из-за работающего оборудования и осветительных приборов, а также проникающего извне шума. Данный фактор оказывает вредное влияние на организм работника. Длительное воздействие может привести к потере слуха и другим различным заболеваниям.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [16] уровень звука на рабочем месте при выполнении высококвалифицированной работы (лаборатории, диспетчерская служба, помещения наблюдения и управления объектом) не должен превышать 60-65 дБА. При использовании компьютера в работе основным источником шума являются вентиляторы охлаждения ПК. Уровень такого шума колеблется от 20 до 30 дБА, что удовлетворяет указанным нормам.

Защита от шума обеспечивается использованием шумобезопасной техники, улучшением конструкции машины или изменением технологического процесса. Также, к коллективным методам защиты от шумового воздействия относят применение звукоизоляции, рационализация планировки и акустическая обработка помещений. Средства индивидуальной защиты включают в себя наушники, беруши, шлемы, каски и специальные костюмы.

Другим вредным производственным фактором является вибрация, создаваемая машинами, механизированными инструментами и другим оборудованием. Вибрация передается человеку на все тело через опорные поверхности или локально на руки при работе с ручными машинами. При воздействии на работника производственной вибрации возникают резонансные явления во внутренних органах, происходит влияние на центральную нервную систему. Наблюдается повышенная утомляемость, ухудшение реакции человека, нарушение координации, возникает чувство страха и тревоги.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						5
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докц.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6–9 Гц.

Способы борьбы с вибрацией: её снижение в источнике, виброгашение, виброизоляция, применение индивидуальных средств защиты – специальная обувь и перчатки.

2. Микроклимат

При работе могут наблюдаться отклонения показателей микроклимата: повышенная или пониженная температура воздуха или поверхностей в рабочей зоне, отклонение показателей относительной влажности и скорости движения воздуха, интенсивности теплового облучения. Параметры микроклимат оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

Рассмотрим оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещений в холодное время года при работе средней тяжести:

- Оптимальная температура — 18-20 °С, допустимая — 15-24 °С;
- Оптимальная относительная влажность воздуха — 40-60%, допустимая не более 75%;
- Оптимальная скорость движения воздуха не более 0,2 м/с, допустимая скорость не более 0,3 м/с.

Нормализация метеорологических условий производственной среды является способом коллективной защиты работников. В данный процесс входит установка вентиляции, отопления и кондиционирования в рабочей зоне. От теплового излучения необходима защита расстоянием, путем перевода управления в дистанционный вид с помощью механизации и автоматизации производственных процессов. Также способом защиты является обеспечение оптимального режима работы. К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, обувь, средства защиты рук, головы, лица и глаз.

					Социальная ответственность	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата		

3. Освещенность

В темное время суток, а также в закрытых помещениях, света может быть недостаточно. В связи с этим, применяется искусственное освещение. От уровня освещенность зависит зрение работника, его сопротивляемость усталости и нагрузкам.

Средняя горизонтальная освещенность в кабинетах и офисных помещениях должна быть не менее 300 лк. В различных цехах и технических помещениях освещенность варьируется от 100 до 300 лк. При проведении земляных работ не менее 10 лк. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия.

4. Поражение электрическим током

Источником возникновения электрического тока являются электрические установки, токоведущие проводники, и прочее оборудование, которое находится под напряжением в результате повреждения изоляции. Данный опасный фактор оказывает на человека термическое, электролитическое, механическое и биологическое воздействия. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05А, ток менее 0,05А – безопасен (до 1000 В).

Для предотвращения травм работника, в первую очередь, необходимо регулярно обслуживать действующие электроустановки, проводить своевременный ремонт, монтаж и профилактические работы. Меры по обеспечению электробезопасности зависят от категории производственного помещения.

Общетехническими средствами защиты являются изоляционное покрытие, кожухи, корпуса, защитные блокировки оборудования, пониженное напряжение в сети, предупредительные маркировки. К специальным методам относят заземление, зануление и защитное отключение электроустановок. Диэлектрические одежда, перчатки, галоши, коврик используются как средство индивидуальной защиты от электрического тока.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докц.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. Возникновение пожара или взрыва

Опасные факторы пожара — пламя и искры, тепловой поток, повышенная температура окружающей среды, повышенная концентрация продуктов горения, пониженная концентрация кислорода. После пожара может произойти взрыв, который также является опасным производственным фактором.

Воздействие пламени на человека может привести к термическому ожогу. Повышенная температура вызывает ожоговые поражения дыхательных путей и кожи человека. Токсичные продукты горения отравляют человека оксидами углерода и другими соединениями, вызывая кислородное голодание — головную боль, слабость, головокружение, и в при длительном воздействии приводит к гибели человека.

Опасные факторы взрыва: ударная волна, пламя, обрушивающиеся конструкции, выделяющиеся вредные вещества.

Противодействие пожарам осуществляется в процессе обеспечения пожарной безопасности. Применяются следующие меры: устранение причин, которые могут вызвать пожар, своевременное обнаружение пожара и оповещение, локализация распространения пожара, эвакуация людей и поддержание сил и средств ликвидации пожара в постоянной готовности. Способами защиты от взрывов являются проектирование прочных ограждающих конструкций, создание инертной среды во взрывоопасных зонах, установка специальных предохранительных клапанов для сброса давления.

6.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего)

Для снижения влияния вредных факторов, возникающих в результате микроклиматических параметров, проводятся следующие мероприятия:

- Очистка воздуха в помещении проводится с помощью естественной вентиляции, а также применяются вентиляторы и кондиционеры;
- Нагревание воздуха в холодный период года осуществляется благодаря системе отопления. Водяная система отопления обеспечивает постоянный, равномерный, регулируемый в широких пределах подогрев.

					Социальная ответственность	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата		

Мероприятия для поддержания нормальной освещенности рабочей зоны включают в себя установку местного освещения. Оно не должно создавать бликов на поверхности экрана рабочего компьютера. Светильники располагаются согласно нормативным документам. Также необходимо оснащение светильников непросвечивающим отражателем. При работе с компьютером применяются преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ, допускается применение ламп накаливания, галогенных и металлогалогенных ламп. Для обеспечения нормируемых значений освещенности следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Для обеспечения противопожарной безопасности необходимо провести ряд мероприятий:

— Организационные мероприятия, такие как проведение инструктажей, обучения правилам техники безопасности, издание инструкций и планов эвакуации;

— Мероприятия по соблюдению эксплуатационных норм оборудования, содержание в исправном состоянии изоляционного покрытия токоведущих проводников;

— Оснащение производственных помещений системами автоматической пожарной сигнализации и установками пожаротушения;

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1. Защита атмосферы

Основным источником загрязнения атмосферы при транспортировке нефти и газа по магистральному трубопроводу являются выбросы загрязняющих веществ. Пары углеводородов, углеводороды в газообразном состоянии попадают в атмосферу вследствие утечек, испарения через уплотнения, в местах соединений трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры. При работе дизельных, газотурбинных установок, котельных агрегатов, подогревателей углеводородные выбросы в атмосферу поступают с продуктами сгорания.

					Социальная ответственность	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата		

В больших количествах углеводороды поступают в атмосферу при аварийных ситуациях.

Оксид углерода относится к 4 классу опасности. Предельно допустимая максимальная разовая концентрация — 5 мг/м³, среднесуточная — 3 мг/м³. Диоксид азота относится ко 2 классу опасности, ПДК_{мр}=0,085 мг/м³, ПДК_{сс}=0,04 мг/м³. Углеводороды алифатические предельные относятся к 4 классу опасности. ПДК_{мр}=300 мг/м³.

Для уменьшения вредных выбросов в атмосферу применяются современные герметичные типы арматуры, материалы фланцевых соединений, соблюдение требований норм при установке заглушек, мембран. Применяются насосы с уплотнениями. Выбросы от рабочих предохранительных клапанов проводятся в системе, оснащенной сепаратором или дренажной емкостью.

6.3.2. Защита гидросферы

На этапе строительства трубопровода оказывается существенное влияние на поверхностные воды. Вызывается механическое нарушение пойм, русел и акватории водоемов, а также химическое загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случае возникновения аварийных ситуаций. Наиболее значителен ущерб от строительства переходов трубопроводами под малыми реками, т.к. их русла часто не восстанавливаются, происходит заболачивание территории, зарастание берегов, нарушение режима водности.

Ужесточение экологических требований по сохранению естественного состояния поверхностных вод вызвало соблюдение выделенных водоохранных зон вдоль водоемов. Ширина ВОЗ вдоль рек составляет от 50 до 500 м, вокруг озер — 300-500 м.

Для уменьшения воздействия на гидросферу в практику стали широко внедряться новые методы сооружения подводных переходов трубопроводов (бестраншейный способ).

6.3.3. Защита литосферы

Источниками загрязнения или нарушения литосферы на магистральной части трубопровода являются площадки строительства или монтажа линейной

					Социальная ответственность	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата		

части, а также при транспортировке оборудования и людей. В результате воздействие этих факторов снижается биологическая продуктивность почвы, нарушается водный и температурный режим грунтов, возникает эрозия. Другим источником загрязнения являются разливы нефти при повреждении трубопровода или несанкционированных врезках. Разлив нефти на почву уничтожает её растительный покров, нарушает целостность плодородного слоя, изменяет естественный рельеф и природный ландшафт.

Чтобы минимизировать риск загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами внедряются новые технологии и проводится постоянный контроль надежности оборудования. Главный принцип состоит в использовании превентивных мер, позволяющих своевременно выявлять дефекты и потенциальные очаги разрушения в трубопроводах, таким образом, не допуская возникновения аварийных ситуаций.

Проводится неразрушающий контроль трубопроводов, который включает в себя диагностику, мониторинг коррозии, реконструкцию трубопроводов. Мониторинг проводится дистанционно с использованием рентгенографической аппаратуры, приборов ультразвуковой дефектоскопии и толщинометрии.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1. Анализ возможных ЧС

При строительстве и эксплуатации объекта на линейной части магистрального нефтепровода возможны следующие чрезвычайные ситуации:

Природные ЧС: геологические явления (землетрясения, обвалы и оползни), гидрологические явления (наводнение, сели, лавины), метеорологические (сильный ветер или снегопад, ураган, смерч, заморозок, засуха), природные пожары.

Техногенные ЧС: промышленные аварии (химическая, биологическая, гидродинамическая), пожары и взрывы, разливы нефти и нефтепродуктов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докц.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6.4.2. Наиболее вероятная ЧС

Самая вероятная чрезвычайная ситуация на магистральном трубопроводе обусловлена разливами нефти (нефтепродуктов). Причинами чаще всего являются разгерметизация трубопроводов, наружная и внутренняя коррозия, механические повреждения при работах в охранной зоне трубопровода, разрушение под воздействием температурных деформаций, ошибки при эксплуатации объекта, гидравлические удары, подвижность грунта, воздействие третьих лиц на трубопровод и другие факторы.

Требования по предупреждению ЧС предусматривают осуществление мероприятий по уменьшению риска ЧС природного и техногенного характера на объектах. Разработаны распорядительные, организационные и планирующие документы в области предупреждения ЧС; создается план мероприятий по ликвидации последствий ЧС; обеспечена готовность к действиям органов управления, сил и средств по предупреждению и ликвидации ЧС; организовано своевременное оповещение и информирование о ЧС; созданы материальные и финансовые ресурсы для ликвидации ЧС; проводится ликвидация ЧС и дальнейший расчет ущерба, нанесенного окружающей среде.

План действий в случае ЧС на объектах магистрального нефтепровода:

1. При осмотре трассы и обнаружении выхода нефти незамедлительно сообщить непосредственному руководителю, оператору и диспетчеру;
2. Должностное лицо, которому стало известно об аварии или инциденте, незамедлительно информирует руководителя филиала и отдел промышленной безопасности;
3. Получив информацию, диспетчер обязан уточнить характер и причину аварии, оценить угрозу и возможные последствия, остановить перекачку нефти и отключить аварийный участок, организовать контроль за выездом аварийно-спасательной бригады;
4. Организация поиска места аварии с последующим сообщением при его обнаружении;

					Социальная ответственность	Лист
						1
Изм.	Лист	№ докцм.	Подпись	Дата		

5. Патрульная группа, обнаружившая выход нефти, принимает меры по предотвращению пожара, несчастных случаев; по команде диспетчера закрывает задвижки, принимает меры по локализации растекания нефти;

6. Производство работ по ликвидации аварии; оценка масштаба загрязнения окружающей среды; восстановление герметичности трубопровода; обеспечение минимального времени простоя трубопровода;

7. Оформление исполнительно-технической документации на выполненный ремонт трубопровода.

Выводы по разделу

Полученные результаты раздела «Социальная ответственность» позволяют оценить уровень безопасности и эксплуатационной надежности на производстве, необходимость снижать риски возникновения аварий и инцидентов, проводить анализ объекта на удовлетворение санитарным нормам, реализовывать охрану окружающей среды, обеспечить безопасность по правовым и организационным вопросам, определить план действий по предупреждению и локализации чрезвычайных ситуаций.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докц.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Заключение

Обеспечение высокой надежности и безопасности трубопровода в районах вечной мерзлоты является важной задачей транспортных компаний. От качества выполнения работ, связанных с данным вопросом, зависят количество рисков возникновения аварий и инцидентов, которые могут повлечь за собой экономические и экологические проблемы.

Этап проектирования является важнейшей начальной стадией решения вопроса о надежности и безопасности трубопровода. В результате анализа различных информационных источников был выявлен самый подходящий способ прокладки нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах – надземный. Этот способ позволяет снизить влияние геокриологических условий при строительстве и эксплуатации.

Исследуемый объект в данной работе – магистральный нефтепровод «Заполярье-Пурпе». Для увеличения уровня эксплуатационной надежности трубопровод имеет особую конструкционную особенность. Для защиты трубопровода от температурных изменений магистраль спроектирована с чередованием прямых вставок и термокомпенсационных блоков.

Были изучены физико-географические и климатические условия района, где проложен трубопровод, его особенности и характеристики, необходимые параметры для моделирования компенсатора, условия перекачки нефти, а также свойства перекачиваемого продукта.

Проведены следующие расчеты:

- Определена толщина стенки трубопровода $\delta = 16$ мм;
- Осуществлена проверка выполнения условия прочности трубопровод

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS</i>			
Разраб.		Полех Е.С.			<i>Заключение</i>	Лит.	Лист	Листов
Ручковод.		Никильчиков В.К.					1	2
Консульт.						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б</i>		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

— Рассчитано максимальное допустимое напряжение при продольных перемещениях трубопровода, из-за изменения температуры стенок труб, внутреннего давления, других нагрузок и воздействий.

$$\sigma_{\text{комп}} = 151,45 \text{ МПа};$$

— Рассчитана компенсация температурных удлинений.

Следующей важной задачей было выявить оптимальные параметры компенсаторов и провести анализ напряженно-деформированного состояния, используя инженерный анализ в CAD/CAE системах Autodesk Inventor и Ansys.

В результате выполненных экспериментов в программном комплексе Ansys был проведен анализ напряженно-деформированного состояния и прочности компенсационных блоков П-образного и трапецеидального типов. При заданных нагрузках и смещениях:

- Разработаны конечно-элементные модели компенсаторов;
- Получены значимые расчетные параметры: максимальные эквивалентные напряжения и запас прочности;
- Построены графические зависимости расчетных величин от давления и смещения.
- Запас прочности трапецеидального компенсатора имеет большее значение по сравнению с П-образным. Это связано с более равномерным распределением напряжений меньшей величины. Данное преимущество позволяет существенно сократить металлоемкость при проектировании и строительстве компенсационных блоков.

					Заключение	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. Схема магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/pipelines/>
2. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Павлов В.В., Суриков В.И., Зотов М.Ю. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – 2014. № 1 (13). С. 24-28.– Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21367871&>
3. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Бондаренко В.В., Суриков В.И., Михеев Ю.Б. Основные технические решения по конструкциям опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье-Пурпе» // Трубопроводный транспорт [Электронный ресурс]. – 2016.– Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23502640>
4. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Павлов В.В., Зотов М.Ю. Развитие технологий и строительных решений по способам прокладки трубопровода Заполярье-Пурпе на многолетнемерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]. 2014. № 3 (15). С. 68-71. - Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21995346&>
5. Мальцев С.А. Анализ способов прокладки нефтепроводов в районах с вечной мерзлотой // Современные технологии в строительстве [Электронный ресурс]. – 2019.– Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=39283661>.
6. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
7. РД 10-400-01 Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей.

					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния компенсаторов при проектировании нефтепроводов с использованием программного комплекса ANSYS</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Полех Е.С.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Ручковод.</i>		<i>Никильчиков В.К.</i>					1	3
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>						

8. Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. СПб.: Недра, 2009. 409 с.

9. Применение метода конечных элементов при расчете на прочность опор трубопроводов для участков надземной прокладки нефтепровода «Заполярье-НПС «Пур-Пе» / В.И. Суриков, В.М. Варшицкий, В.В.Бондаренко, А.В. Коргин, А.А. Богач //Вестник МГСУ. 2014. № 1. С. 66-74.

10. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике.

11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).

12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

13. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

14. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

15. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

16. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

17. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						2
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докм.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

19. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

21. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

22. ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования.

23. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докц.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3